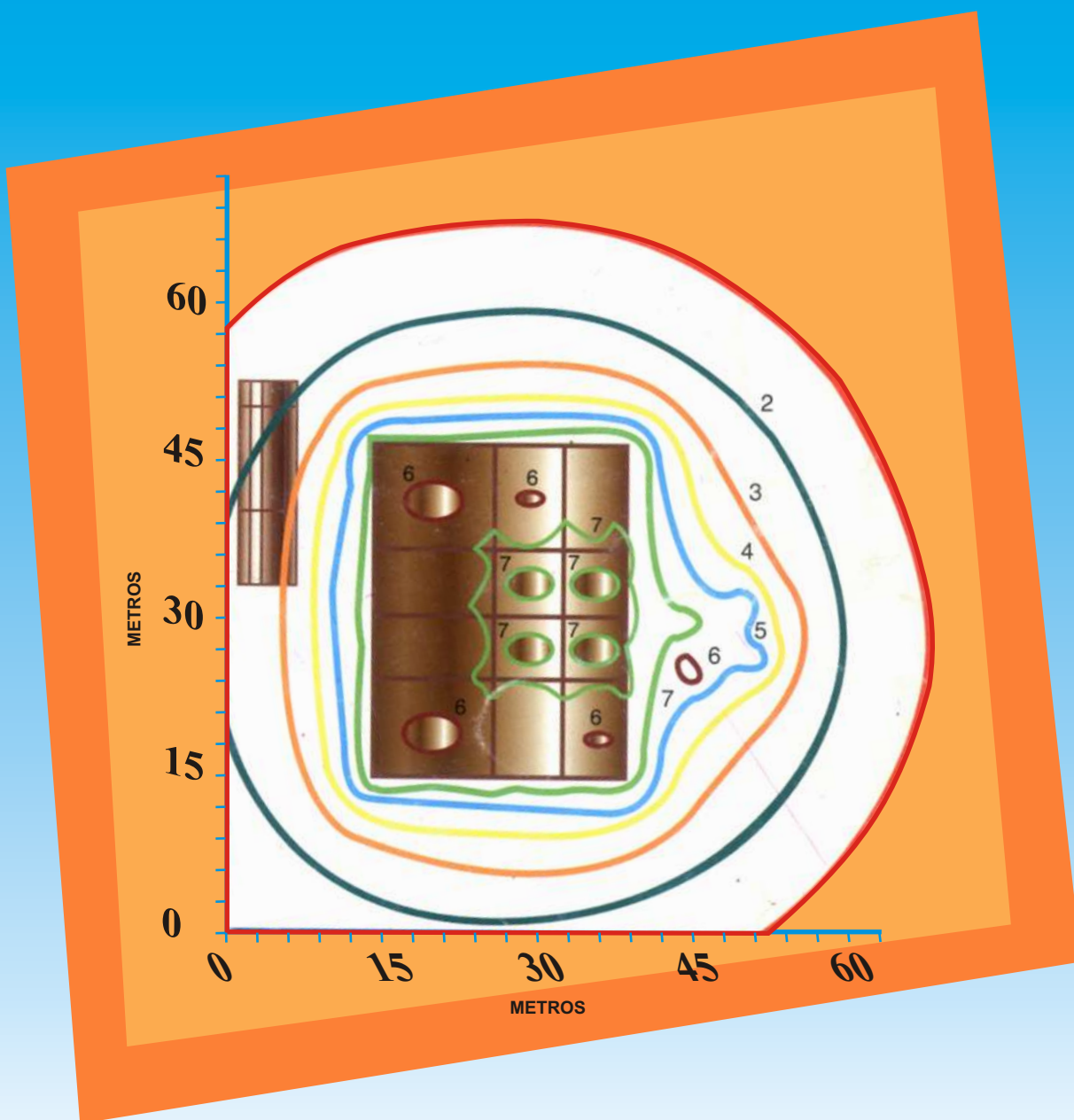


SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA



CONTENIDO

1. INTRODUCCION	4
2. NORMAS Y MARCO LEGAL	6
2.1 Filosofía subyacente a las normas	6
2.2 Disposiciones reglamentarias en Chile	9
2.3 Principales Normas y Reglamentos de práctica	9
2.3.1 Instalaciones domiciliarias, comerciales e industriales	9
2.3.2 Subestaciones eléctricas de media y alta tensión	9
3. METODOS DE PUESTA A TIERRA	9
3.1 Redes de Potencia Principales	9
3.1.1 Sistema no puesto a tierra o levantado de tierra	9
3.1.2 Sistemas puestos a tierra	10
3.1.2.1 Sistema puesto a tierra mediante impedancia	11
3.1.2.2 Sistema puesto a tierra por baja impedancia (sólidamente puesto a tierra)	11
3.2 Puesta a tierra de sistemas de bajo voltaje y en el interior de locales	11
3.2.1 Tipos de sistemas	11
4. CONDUCTORES DE TIERRA	15
4.1 Requerimientos del sistema de puesta a tierra	15
4.2 Conductores de conexión y conductores de protección	15
4.3 Electrodo de tierra	16
4.3.1 Barras	16
4.3.2 Placas	16
4.3.3 Electrodo horizontales	17
4.3.4 Electrodo secundarios	17
5. METODOS DE INSTALACION	18
5.1 Introducción	18
5.2 Barras	18
5.3 Planchas	19
5.4 Electrodo horizontales	19
5.5 Relleno	19
5.6 Conexiones	20
5.6.1 Conexiones mecánicas	20
5.6.2 Conexiones bronceadas (soldadas en fuerte)	20
5.6.3 Uniones exotérmicas	20
5.6.4 Conexiones soldadas autógenas	21
5.7 Capacidad de transporte de corriente de falla	21
5.8 Facilidades para prueba e inspección	21
6. COMPORTAMIENTO DE ELECTRODOS DE TIERRA	22
6.1 Efecto de la forma, tamaño y posición del electrodo	22
6.1.1 Incremento de la profundidad de enterramiento de una barra vertical en suelo uniforme	22
6.1.2 Incremento de la longitud de un conductor horizontal	23
6.1.3 Incremento de la longitud del lado de una plancha o malla de tierra cuadrada	23
6.1.4 Incremento del radio de una barra de tierra	23
6.1.5 Profundidad de enterramiento	24
6.1.6 Efecto de proximidad	24
6.2 Arreglos complejos de electrodos	24
6.3 Resistencia de contacto	25
6.4 Resistividad del terreno	25
6.5 Medida de resistividad del terreno	26
7. DISEÑO DE SISTEMAS DE ELECTRODOS DE TIERRA	29
7.1 Introducción	29
7.2 Sistemas de electrodos de área pequeña	29
7.3 Sistemas de electrodos de área media	30
7.4 Instalaciones que requieren atención más específica	32
7.4.1 Instalaciones de telecomunicaciones	32
7.4.2 Desviadores de onda	33
7.4.3 Reactores y convertidores C.A. a C.C.	33
7.4.4 Plantas de co-generación	33
7.4.5 Bancos de condensadores / transformadores de voltaje capacitivos	33
7.4.6 Equipo de maniobra encapsulado. (GIS)	33
7.4.7 Puesta a tierra de cercos	34
7.4.7.1 Puesta a tierra independiente del cerco	34
7.4.7.2 Cerco conectado a la puesta a tierra de la subestación	34

8. DISEÑO DE PUESTA A TIERRA EN EL INTERIOR DE EDIFICIOS	35
8.1 Introducción	35
8.2 Arreglos TN-S típicos	35
8.3 Sistemas de puesta a tierra integrados	39
8.4 Arreglos para reducir interferencias	39
9. PROTECCION CONTRA DESCARGA ATMOSFERICA	40
9.1 Introducción	40
9.2 La formación del rayo	41
9.3 Estimación del riesgo	41
9.4 Componentes de un sistema de protección contra descarga atmosférica	41
9.4.1 Terminaciones en aire	41
9.4.2 Conductores de bajada y de conexión	42
9.4.3 Terminal de tierra	42
9.4.4 Dispositivos de protección de onda	43
9.5 Protección de líneas de potencia contra descarga atmosférica	43
10. INTERFERENCIA ELECTRICA	44
10.1 Acoplamiento resistivo	44
10.2 Acoplamiento capacitivo	44
10.3 Acoplamiento inductivo	45
11. CORROSION	46
11.1 Introducción	46
11.2 Tipos de corrosión	46
11.2.1 En aire	46
11.2.2 Subterránea	46
11.2.2.1 Corrosión bimetalica	47
11.2.2.2 Corrosión química	47
11.3 Resistencia a la corrosión	47
11.3.1 Oxidación atmosférica	48
11.3.2 Corrosión subterránea	48
11.4 Experiencia de pruebas de corrosión en terreno	49
12. TIPOS DE COBRE Y APLICACIONES TÍPICAS	50
12.1 Cobres	50
12.1.1 Cobre de alta conductividad	50
12.1.2 Cobre desoxidado (desoxigenado)	50
12.1.3 Cobre de alta conductividad libre de oxígeno	50
12.1.4 Aleaciones de cobre de alta conductividad	50
12.2 Designaciones normalizadas de cobre	51
12.2.1 Normas BS EN	51
12.3 Propiedades	52
12.3.1 Conductividad y resistividad eléctrica	52
12.3.2 Conductividad térmica	52
12.3.3 Designación de templado	52
12.3.4 Resistencia a la tracción	52
12.3.5 Otras propiedades	52
12.4 Uniones de cobre	55
13. MEDICION DE LA IMPEDANCIA DE ELECTRODOS DE TIERRA	56
13.1 Introducción	56
13.2 Equipo necesario	56
13.3 Seguridad	57
13.4 Medida de electrodos de pequeño y mediano tamaño	57
13.5 Medida de sistemas de electrodos de gran área	58
14. METODO ARTIFICIAL PARA REDUCIR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO	58
14.1 Introducción	58
14.2 Materiales aceptables de baja resistividad	59
14.2.1 Bentonita	59
14.2.2 Marconita	59
14.2.3 Yeso	60
14.2.4 Otros materiales	60
14.3 Materiales de relleno inaceptables	60
15. MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	61
15.1 Introducción	61
15.2 La filosofía del mantenimiento	61
15.3 Inspección	61
15.4 Examen	62
16. LECTURAS COMPLEMENTARIAS	63

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1	Potenciales de contacto, de paso y transferidos en torno de una barra de tierra	7
Figura 2-2	Potencial de contacto permitido, de acuerdo a EA TS 41-24	8
Figura 3-1	Corrientes capacitivas en un sistema trifásico	10
Figura 3-2	Sistema TN-S típico	12
Figura 3-3	Suministro TN-C-S típico (tierra de protección múltiple)	12
Figura 3-4	Sistema P N B típico	13
Figura 3-5	Sistema TT típico	13
Figura 3-6	Sistema IT típico	13
Figura 3-7	Detector de corriente residual	14
Figura 4-1	Placas de tierra (cortesía A N Wallis and Co.)	17
Figura 6-1	Resistencia versus Longitud de barra	22
Figura 6-2	Resistencia versus Longitud de barra en suelo estratificado	23
Figura 6-3	Resistencia versus Longitud del conductor horizontal	23
Figura 6-4	Resistencia versus Longitud de lado de un cuadrado	23
Figura 6-5	Resistencia versus radio de la barra	24
Figura 6-6	Resistencia combinada de dos barras verticales en función de la separación entre ellas	24
Figura 6-7	Resistividad aparente del suelo graficada en función de la separación de las estacas de prueba. Suelo relativamente uniforme	27
Figura 6-8	Resistividad aparente del terreno graficada en función de la separación de las estacas de prueba. Suelo de tres capas	27
Figura 7-1	Potencial en la superficie del suelo en torno a un gabinete con puesta a tierra de barra simple	29
Figura 7-2	Potencial en la superficie del suelo en torno a un gabinete con puesta a tierra de placa única	30
Figura 7-3	Potencial en la superficie del suelo en torno al gabinete con barra simple y electrodo perimetral (graduador de potencial)	30
Figura 7-4	Potencial en la superficie del suelo en torno y en el interior de una subestación con diseño antiguo que incorpora barras y electrodos horizontales	31
Figura 7-5	Arreglo moderno del tipo malla para puesta a tierra de subestación	31
Figura 7-6	Potencial en la superficie del suelo en el entorno y sobre un arreglo de puesta a tierra moderno tipo malla	32
Figura 7-7	Sistema de puesta a tierra para una radio estación de onda media	32
Figura 8-1	Arreglo de puesta a tierra TN-C-S en instalación domiciliaria	36
Figura 8-2	Instalación TN-S típica en el interior de una propiedad comercial o industrial pequeña	37-38
Figura 8-3	Problemas en la puesta a tierra que surgen cuando se interconectan equipos	39
Figura 8-4	Arreglo tipo blindaje anidado	39
Figura 8-5	Arreglo de sistemas de puesta a tierra híbrido para reducir interferencia (cortesía W J Furse, basado en trabajo de Eric Montandon)	40
Figura 10-1	Ejemplo para ilustrar la interferencia resistiva	44
Figura 10-2	Ejemplo para ilustrar la interferencia capacitiva	45
Figura 10-3	Interferencia inductiva	45
Figura 10-4	Reducción de interferencia inductiva usando una pantalla o blindaje puesto a tierra	46

INDICE DE TABLAS

Tabla 6-1	Valores típicos de resistividad de diferentes suelos	25
Tabla 11-1	Susceptibilidad a la corrosión de metales	48
Tabla 11-2	Efecto de características del suelo y del clima en la corrosión	49
Tabla 12-1	Normas Británicas actuales para cobre y aleaciones de cobre para propósitos eléctricos y generales	51
Tabla 12-2	Nuevas designaciones BS EN para cobres forjados	53
Tabla 12-3	Propiedades típicas de cobre de alta conductividad y de aluminio	54
Tabla 12-4	Comparación de propiedades de termo fluencia (creep)	54
Tabla 12-5	Propiedades físicas del cobre	55
Tabla 12-6	Guía para la conveniencia de procesos de unión de cobres	56

SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

1. INTRODUCCION

Es bien sabido que la mayoría de los sistemas eléctricos necesitan ser aterrizados y que esta práctica probablemente se inició en los primeros días de los experimentos eléctricos. Entonces, como ahora, la estática se descargaba por conexión a una placa que estaba en contacto con la masa general de la tierra. La práctica ha continuado y se ha desarrollado progresivamente, de modo que tales conexiones a tierra se encuentran en casi todos los puntos en el sistema eléctrico. Esto incluye la estación generadora, las líneas y los cables que distribuyen la energía eléctrica y los locales en los cuales se utiliza. La necesidad de esta conexión se considera sagrada en la legislación. Por ejemplo en el Reino Unido, la Electricity Supply Regulations 1988, cláusula 5 (1), exige que todos los sistemas (es decir Generación, Transmisión y Distribución) sean puestos a tierra en un punto. Esto no se extiende efectivamente a la instalación en el interior de locales y si bien es aún la medida más común aterrizar tales instalaciones, la norma (por ejemplo vía BS 7671:1992, Amendment 1, 1994, Requirements for Electrical Installations) acepta ciertas disposiciones no aterrizadas.

Aún cuando la puesta a tierra constituye una parte intrínseca del sistema eléctrico, permanece en general como un tema mal comprendido y a menudo se refiere a él como un «arte oscuro»- algunas veces incluso por bien calificados ingenieros. En los años recientes ha habido rápidos desarrollos en el modelamiento de sistemas de puesta a tierra, tanto a frecuencia de potencia como superiores, principalmente facilitados por los nuevos recursos y procedimientos computacionales. Esto ha incrementado nuestra comprensión del tema, al mismo tiempo que la actividad de diseño ha llegado a ser significativamente más difícil y las nuevas normas están requiriendo un diseño seguro y más detallado. Surge así una oportunidad para explicar más claramente los conceptos de puesta a tierra y una necesidad que esto se traspare a los diseñadores de sistemas de puesta a tierra y a los instaladores, de modo que pueda lograrse una mayor comprensión del tema.

Por puesta a tierra generalmente entendemos una conexión eléctrica a la masa general de la tierra, siendo esta última un volumen de suelo, roca etc., cuyas dimensiones son muy grandes en comparación al tamaño del sistema eléctrico que está siendo considerado.

Antes de exponer definiciones, es importante notar que en Europa se tiende a usar el término «earthing», mientras que en Norte América es más común el término «grounding». La definición de la IEEE de puesta a tierra es:

«Tierra (sistema de tierra). Una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la tierra o a algún cuerpo conductor de dimensión relativamente grande que cumple la función de la tierra».

Para uso dentro de Europa, el significado permanece si los términos generalmente aceptados se reemplazan como sigue:

«Tierra (sistema de tierra). Una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la masa de la tierra o a algún cuerpo conductor de dimensiones relativamente grandes que cumple la misma función que la masa de la tierra».

Como se describirá posteriormente, es posible operar un sistema eléctrico sin una tierra, entonces ¿por qué es tan común la práctica de poner a tierra los sistemas eléctricos?

Las razones que más frecuentemente se citan para tener un sistema aterrizado, son:

- Proporcionar una impedancia suficientemente baja para facilitar la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla.
- Asegurar que seres vivos presentes en la vecindad de las subestaciones no queden expuestos a potenciales inseguros, en régimen permanente o en condiciones de falla.
- Mantener los voltajes del sistema dentro de límites razonables bajo condiciones de falla (tales como descarga atmosférica, ondas de maniobra o contacto inadvertido con sistemas de voltaje mayor), y asegurar que no se excedan los voltajes de ruptura dieléctrica de las aislaciones.
- Hábito y práctica.
- En transformadores de potencia puede usarse aislación graduada.
- Limitar el voltaje a tierra sobre materiales conductivos que circundan conductores o equipos eléctricos.

Otras razones citadas menos frecuentemente, incluyen:

- Estabilizar los voltajes fase a tierra en líneas eléctricas bajo condiciones de régimen permanente, por ejemplo, disipando cargas electrostáticas que se han generado debido a nubes, polvo, agua, nieve, etc.
- Una forma de monitorear la aislación del sistema de suministro de potencia. Para eliminar fallas a tierra con arco eléctrico persistente.
- Para asegurar que una falla que se desarrolla entre los enrollados de alto y bajo voltaje de un transformador pueda ser manejada por la protección primaria.
- Proporcionar una trayectoria alternativa para las corrientes inducidas y de tal modo minimizar el «ruido» eléctrico en cables.
- Proporcionar una plataforma equipotencial sobre la cual pueda operar equipo electrónico.

Para desempeñarse adecuadamente cumpliendo cualquiera de las funciones anteriores, el sistema de tierra debe generalmente tener una baja impedancia, de modo que ya sea dispersando o recogiendo corriente desde el terreno, no se produzca un aumento de voltaje excesivo. Por supuesto en el interior de instalaciones es también necesaria una conexión a tierra, para asegurar la correcta operación del equipo -por ejemplo dispositivos electrónicos, donde puede ser necesaria una pantalla a tierra. Es esencial considerar la puesta a tierra en una instalación global como un sistema completo y, por lo tanto, diseñarla e instalarla correspondientemente.

La puesta a tierra de instalaciones eléctricas está relacionada en primer lugar con la seguridad. El sistema de puesta a tierra se diseña normalmente para cumplir dos funciones de seguridad. La primera es establecer conexiones equipotenciales. Toda estructura metálica conductiva expuesta que puede ser tocada por una persona, se conecta a través de conductores de conexión eléctrica. La mayoría de los equipos eléctricos se aloja en el interior de cubiertas metálicas y si un conductor energizado llega a entrar en contacto con éstas, la cubierta también quedará temporalmente energizada. La conexión eléctrica es para asegurar que, si tal falla ocurriese, entonces el potencial sobre todas las estructuras metálicas conductivas expuestas sea virtualmente el mismo. En otras palabras, la conexión eléctrica iguala el potencial en el interior del local, de modo que las diferencias de potencial resultantes son mínimas. De este modo, se crea una «plataforma» equipotencial.

Si una persona está en contacto simultáneamente con dos piezas diferentes de una estructura metálica expuesta, el conductor de conexión eléctrica debiera garantizar que la persona no reciba un choque eléctrico, haciendo que la diferencia de potencial entre los equipos sea insuficiente para que esto ocurra. El mismo principio se aplica en el interior de grandes subestaciones eléctricas, industrias y casas. En industrias, la conexión eléctrica de estructuras metálicas expuestas garantizará normalmente que una falla eléctrica a la carcasa de la máquina no generará una diferencia de potencial entre ella y la estructura metálica puesta a tierra en una máquina adyacente. En la casa, la conexión eléctrica garantiza que si ocurriese una falla a la cubierta metálica de una máquina lavadora u otro electrodoméstico, cualquier persona que estuviese tocando en el momento de falla simultáneamente uno de estos equipos y el estante metálico, no experimentaría un choque eléctrico.

La segunda función de un sistema de puesta a tierra es garantizar que, en el evento de una falla a tierra, toda corriente de falla que se origine, pueda retornar a la fuente de una forma controlada. Por una forma controlada se entiende que la trayectoria de retorno está predeterminada, de tal modo que no ocurra daño al equipo o lesión a las personas. La conexión a tierra no es de capacidad infinita e impedancia nula. Sin embargo, la impedancia del sistema de tierra debiera ser lo bastante baja de modo que pueda fluir suficiente corriente de falla a tierra para que operen correctamente los dispositivos de protección, los cuales a su vez provocarán la operación de interruptores o fusibles para interrumpir el flujo de corriente. El diseñador de la protección calcula normalmente el valor requerido de impedancia a través de programas de análisis de fallas y este valor debe comunicarse a los responsables del diseño del sistema de puesta a tierra. Además, la elevación de potencial que experimentará el sistema de puesta a tierra mientras ocurre la falla, debiera ser limitada a un valor pre-establecido.

Estas son las funciones que el sistema de puesta a tierra debe cumplir, pero se requiere que se adapten a una amplia variedad de problemas diferentes. El primero es una falla convencional, es decir, la aparición de un deterioro en un cable o la ruptura eléctrica de la aislación fase a tierra en una parte de un equipo. El equipo puede estar en una subestación, una industria o la casa. Llamamos a ésta una falla de «frecuencia industrial», ya que la mayor parte de la energía disipada en la falla será a ésta frecuencia (50/60 Hz.).

En algunas instalaciones, tales como estaciones transmisoras de radio o televisión, locales donde se rectifica grandes cantidades de potencia o donde se opera bancos de condensadores, la energía estará disponible a frecuencias mayores que la normal. El sistema de puesta a tierra debe diseñarse especialmente para proporcionar una baja impedancia a estas frecuencias.

Muchas instalaciones eléctricas están propensas al riesgo de daño como resultado del impacto de un rayo y se requiere de arreglos especiales para reducir el riesgo involucrado. Un sistema de tierra adecuado es fundamental para esta providencia. Debido a que un impulso de rayo tiene una pendiente de subida escarpada y es una fuente de corrientes de alta frecuencia, nuevamente son necesarios diseños especiales de sistemas de tierra. Por ejemplo, las curvas en los conductores de tierra forman una pequeña inductancia, la cual es insignificante a la frecuencia de potencia, pero puede crear una alta impedancia a la corriente de rayo. Esto puede ser suficiente para que ocurra una descarga de retorno (flashover) y la corriente prefiera fluir a tierra por otros caminos diferentes de la ruta diseñada - posiblemente causando un daño significativo en el proceso.

El sistema de puesta a tierra se usa también como un medio para obtener condiciones seguras de trabajo durante algunas faenas de mantenimiento o construcción. Antes de iniciar cualquier trabajo, las plantas que estaban energizadas tienen que ser desconectadas y sus componentes previamente activos tienen que ser conectados a tierra. Esto permite que cualquier energía almacenada sea descargada en forma segura a tierra y ayuda a prevenir la aparición de voltajes peligrosos en el equipo en que se está trabajando (esto podría ocurrir de otra manera debido a inducción, error o falla en el sistema de potencia). En algunas instalaciones industriales, el sistema de puesta a tierra se solicita para descargar continuamente la formación de estática, y así prevenir un riesgo de fuego o explosión. Como ejemplos están las plantas manufactureras de papel o ambientes donde están presentes explosivos o elementos químicos volátiles.

Una concepción errada muy popular es que el sistema de puesta a tierra opera sólo durante condiciones de falla. En realidad, también durante la operación rutinaria cumple ciertos roles vitales. Por ejemplo, muchas alimentaciones de potencia incluyen ahora una conexión a tierra, a través de la cual se dispersan al terreno corrientes residuales y corrientes armónicas. La creencia sostenida previamente de que estas corrientes podían ser conducidas a tierra sin consecuencias adversas, se reconoce ahora como falsa. Las corrientes que fluyen a tierra, de alguna manera deben retornar a la fuente, formando un bucle cerrado. Estos bucles crearán diferencias de potencial que, aunque pequeñas, causan ruido, zumbido, y posibles daños a equipo electrónico. Este proceso, junto con la creciente cantidad de corrientes armónicas que se inyecta en la red de alimentación pública, es una causa que genera crecientes problemas en la calidad de la potencia. Algunos equipos disponen de pantallas puestas a tierra que operan continuamente para reducir el campo producido fuera de su gabinete o para reducir el impacto de campos generados por la propia operación del equipo.

En los años recientes, varios factores han hecho poner atención en los sistemas de puesta a tierra. Uno es el creciente empleo de cables subterráneos con pantalla plástica, otro el uso de tuberías de agua plásticas. Las tuberías de agua plásticas han tenido un impacto particular en el caso de instalaciones residenciales, afectando las instalaciones de puesta a tierra proporcionadas por las antiguas tuberías metálicas. Se usan ahora cables con pantalla plástica, en lugar de los anteriores tipos que tenían una pantalla de plomo y armadura de acero, en contacto directo con el suelo. Esto ha tenido un efecto perjudicial en la eficiencia total de los sistemas de puesta a tierra y ha impuesto más responsabilidad en los restantes componentes del sistema de puesta a tierra, incluyendo los electrodos de tierra instalados en todas las subestaciones eléctricas. Ahora es más importante que antes asegurar que el sistema de electrodos esté correctamente diseñado, instalado y mantenido.

Claramente, el sistema de puesta a tierra realiza un amplio rango de funciones similares a través de todas las etapas de suministro de electricidad, es decir, en la central generadora, en las subestaciones eléctricas (en las cuales se modifica el voltaje de alimentación), hasta la instalación eléctrica residencial, oficinas e industrias. El cobre es el material más ampliamente utilizado para estos sistemas de puesta a tierra. Sus propiedades muy bien probadas y ensayadas, de relativamente baja resistencia eléctrica, maleabilidad y buena resistencia a la corrosión, aseguran que es y será el material preferido por muchos años.

2. NORMAS Y MARCO LEGAL

2.1 Filosofía subyacente a las normas

Como regla general, las normas proporcionan los límites de diseño que deben satisfacerse y (conjuntamente con los reglamentos de práctica), explican cómo pueden diseñarse los sistemas de puesta a tierra para ajustarse a ellos. Las normas generalmente incluyen formulaciones para realizar los cálculos necesarios o una guía detallada sobre aspectos prácticos - por ejemplo, cómo conectar partes de un equipo o dónde ubicar los electrodos. En este capítulo se describen los fundamentos sobre los cuales se basan los límites de diseño, según la práctica habitual empleada en la alimentación de energía industrial. Los lectores debieran notar que hay diferencias en los límites de diseño dependiendo si se trata de las empresas suministradoras o de los consumidores. Por ejemplo, los límites de voltaje de choque eléctrico son menores en el interior de instalaciones eléctricas que en subestaciones de empresas eléctricas. Es importante referirse a la norma apropiada para revisar los límites de diseño que se aplican en cada situación.

Originalmente, se estableció la práctica de diseñar los sistemas de puesta a tierra para obtener un cierto valor de impedancia y los electrodos principales se ubicaban usualmente cerca del equipo donde se esperaba que ocurriera la corriente de falla (por ejemplo, transformadores). El cambio más significativo es que ahora los sistemas de puesta a tierra deben ser diseñados para asegurar que los potenciales en su vecindad durante una falla están bajo los límites apropiados. Cuando ocurre una falla a tierra y la corriente fluye al terreno vía el electrodo de tierra, el potencial del electrodo y de cualquier equipo conectado a él, se elevará sobre el potencial real de tierra. El potencial alcanzado bajo condiciones de falla severa puede ser varios miles de voltios. Como la corriente de falla a tierra fluye en el terreno que rodea al electrodo, el potencial en el suelo y en su superficie se elevará. Desplazándose lejos del sistema de electrodos, hacia un punto remoto, el potencial se reducirá progresivamente, hasta eventualmente llegar al potencial real de la tierra. Esta situación se muestra en la Figura 2-1, donde se ha ilustrado en tres dimensiones la elevación del potencial en la superficie del suelo, en torno a una barra de tierra única vertical. La figura intenta explicar los potenciales involucrados, en una forma semi-estructural.

La Figura 2-1 muestra que la tasa de reducción del potencial en la superficie del suelo, o gradiente de potencial, es mayor cerca de la barra y se reduce al alejarse a un punto remoto. Imaginemos que una persona está caminando alejándose de la barra en línea recta hacia la tierra remota (de referencia), es decir, bajando la pendiente de potencial, tomando pasos igualmente espaciados. La diferencia de potencial entre los pies debiera ser mayor cerca de la barra (por ejemplo, en la posición A1, sería la diferencia de potencial entre los puntos A1 y A2) y se reduciría rápidamente con cada paso sucesivo (por ejemplo, es menor en la posición B1, con la diferencia de potencial entre los puntos B1 y B2) hasta anularse a alguna distancia mayor. Este efecto es reconocido en las normas y es la base del concepto de «potencial de paso», que es la diferencia de potencial entre dos puntos sobre la superficie del suelo, separados un metro. La situación descrita para una barra única es similar a aquella definida para todo un sistema de electrodos y el potencial de paso es más alto en el área inmediatamente próxima a los electrodos enterrados en condiciones de suelo uniforme. El potencial de paso es una cantidad direccional y se requiere de un cálculo para encontrar el mayor valor en un radio total de 360 grados.

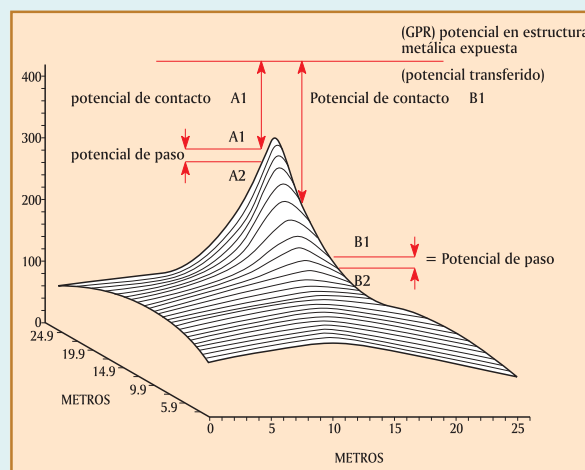


Figura 2-1
Potenciales de Contacto, de Paso y Transferidos en torno a una barra de tierra.

Hemos reconocido que el potencial en la superficie del suelo difiere según la posición con respecto al sistema de electrodos. Esto tiene implicancias para el segundo tipo de diferencia de potencial, el «potencial de contacto». Mientras la corriente de falla fluye a través de la impedancia del sistema de puesta a tierra, todos los metales expuestos conectados a éste experimentan un alza de voltaje. Para sistemas pequeños, se supone un mismo valor en todo el armazón metálico y se refiere a él como la «Elevación de Potencial de Malla» (*Grid potential Rise*). En el ejemplo mostrado en la Figura 2-1, esta elevación de potencial de malla es aproximadamente 420 V. El potencial en un punto sobre la superficie del suelo será inferior a este valor, en una cantidad que depende de la profundidad de enterramiento del electrodo y de su separación horizontal. Si una persona está en contacto con el armazón metálico expuesto y está parada sobre el suelo, entonces sus manos estarán al mismo potencial que el electrodo mientras que sus pies estarán a un potencial menor. Esta diferencia de potencial será menor si sus pies están directamente sobre la barra enterrada y aumenta si se mueve alejándose. Por ejemplo la Figura 2-1 muestra que el voltaje de contacto es significativamente mayor en la posición B1 que en la posición A1. El potencial de contacto es normalmente el potencial que dicta el diseño del sistema de electrodos de tierra, en el interior de una subestación abierta (a la intemperie) y será mayor en áreas más alejadas de los electrodos enterrados, donde es aún posible tocar un conductor metálico expuesto. En el capítulo 7 se discute algunos arreglos de electrodos que intentan reducir los voltajes de contacto. Es importante asegurar también, que no se manifieste una diferencia de potencial entre manos, cuando están en contacto simultáneo con diferentes equipos, como se discute en el capítulo 4.

Finalmente, si llega cerca de la barra un cable aislado que está conectado a la tierra remota o de referencia, la diferencia de potencial entre el cable y la barra se llama el «potencial transferido». El mismo potencial transferido podría presentarse si un cable aislado conectara la barra a un punto remoto, donde estuviera presente un armazón metálico conectado al sistema de electrodos de tierra remota (referencia). El mayor valor de potencial transferido es el potencial del electrodo, que corresponde al valor normalmente utilizado en los cálculos. Actualmente, los límites de potencial transferido están establecidos por la reglamentación de telecomunicaciones. Estos son 430 V y 650 V en el Reino Unido, por ejemplo, dependiendo del tipo de instalación; sobre estos valores se requieren precauciones adicionales.

Que una persona esté expuesta a cualquiera de estos potenciales es un riesgo que depende de diversos factores, incluyendo la elevación de potencial de electrodo (o mal la). Las normas intentan tomar en cuenta estos factores y establecer límites, bajo los cuales el diseño se considera aceptable. El mayor riesgo de estos potenciales es que ellos sean suficientes para provocar un choque eléctrico que provoque fibrilación ventricular del corazón. Para llegar a los límites actuales fue necesario predecir la proporción de corriente que fluye en la región del corazón y luego establecer límites basados en su magnitud y duración. Se puede usar, por ejemplo, las curvas C1 y C2 de la norma IEC 479-1, 1989 (*International Electrotechnical Committee, Effects of Current Passing Through the Human Body*). Estas curvas ilustran la corriente que provoca fibrilación ventricular en el ser humano, para diferentes tiempos de duración y para dos niveles de probabilidad.

Los límites de diseño se han establecido como voltajes y para llegar a los límites apropiados, es necesario considerar la impedancia a través del cuerpo humano, la resistencia de contacto de la mano, la resistencia del calzado y la resistividad del material superficial bajo el calzado. Todos estos factores se toman en consideración en las normas y se ha incluido la Figura 2-2 para ilustrar límites típicos suponiendo 100 ohm-metro la resistividad del suelo superficial, una impedancia de 1000 ohms para el ser humano, 4000 ohms de impedancia para el calzado y una resistencia de contacto de 300 ohms. De la Figura 2-2 es evidente que puede tolerarse un voltaje relativamente alto por cortos períodos de tiempo. Existen actualmente diferencias entre los límites establecidos en diferentes Normas.

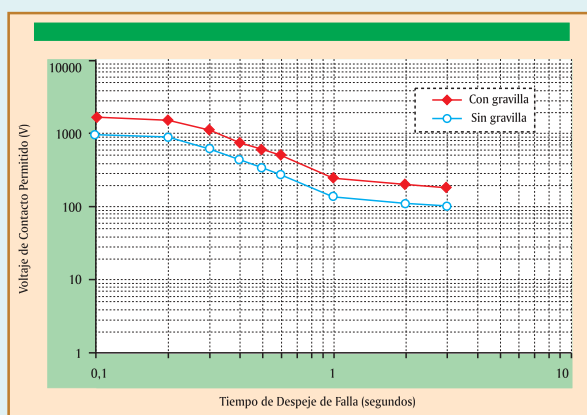


Figura 2-2

Potencial de contacto permitido de acuerdo a EA TS 41-24.

Al diseñar el sistema de tierra, el especialista debiera usar las fórmulas y técnicas descritas en las normas o reglamentos para lograr un diseño que tenga potenciales de contacto inferiores a los límites aplicables.

2.1 Disposiciones reglamentarias en el Perú.

La autoridad administrativa sectorial en el área eléctrica tiene a su cargo el Código Nacional de Electricidad como instrumento de Normativa Técnica, cuya aplicación de pautas y recomendaciones se considera para el otorgamiento de Licencias de Construcción por parte de las Municipalidades, con la participación de organismos especializados como el Colegio de Ingenieros del Perú (CIP).

a) El Código Nacional de Electricidad

Compendio de Normas, Recomendaciones y Procedimientos que permiten, entre otros, cautelar la seguridad de las personas contra el peligro del uso de la electricidad; la versión a Mayo de 1,978 consta de cinco tomos, orientados a subsistemas, en ellos se privilegia la conexión a tierra; empezando por el Tomo I, Capítulo 3, Título 3.5.1, Inciso c) que considera requisito mínimo de seguridad contra accidentes eléctricos, la conexión a una toma de tierra de todas las masas de una misma instalación.

b) Licencias de Construcción

Mediante el Decreto Supremo N° 25-94, emitido el 07.12.94, se encarga a las Municipalidades el otorgamiento de Licencias de Construcción, el control de las mismas y la Conformidad de Obra de toda Edificación dentro de la jurisdicción Municipal; proponiendo asimismo los organismos que intervienen en la aprobación y los documentos técnicos a ser examinados, entre los cuales se cuentan los planos de Instalaciones Eléctricas según prescripciones del Código Nacional de Electricidad.

c) Las Normas Técnicas Peruanas

El INDECOPI, en su calidad de Organismo Peruano de Normalización, instaló el 08 de julio de 1998 el Comité Técnico Especializado de Seguridad Eléctrica - Sistema de Conexión a tierra, encargado de la elaboración de las Normas Técnicas Peruanas.

Las normas fueron aprobadas en el Diario Oficial El Peruano el 11 y 13 de diciembre de 1999 según Resolución de la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales N° 0062 y 0064-1999/INDECOPI-CRT.

NTP 370.052:1999 SEGURIDAD ELECTRICA. Materiales que constituyen el pozo de puesta a tierra, 1ª Edición el 13 de diciembre de 1999.

NTP 370.053:1999 SEGURIDAD ELECTRICA. Elección de los materiales eléctricos en las instalaciones interiores para puesta a tierra. Conductores de protección de cobre, 1ª Edición el 13 de diciembre de 1999.

NTP 370.054:1999 SEGURIDAD ELECTRICA. Enchufes y tomacorrientes con protección a tierra para uso doméstico y uso general similar, 1ª Edición el 11 de diciembre de 1999.

NTP 370.055:1999 SEGURIDAD ELECTRICA. Sistema de puesta a tierra. Glosario de términos, 1ª Edición el 13 de diciembre de 1999.

NTP 370.056:1999 SEGURIDAD ELECTRICA. Electrodo de cobre para puesta a tierra, 1ª Edición el 13 de diciembre de 1999.

2.2 Disposiciones Internacionales.

En el ámbito internacional, es muy conocido y empleado el grupo de estándares del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers):

a) Sistemas de Puesta a Tierra.

ANSI / IEEE Std. 81: 1983, Guía para la medición de Resistencias de Tierra, Impedancias de Tierra y Potenciales de Superficie de Tierra en Sistemas de Aterramiento.

b) Instalaciones domiciliarias, comerciales e industriales.

ANSI C114.1-1973 / IEEE Standard 142-1972

IEEE Práctica Recomendada para Aterramientos de Sistemas de Potencia Industriales y Comerciales.

c) Subestaciones eléctricas de media y alta tensión

ANSI / IEEE Standard 80-1986

IEEE Guía para Seguridad en Aterramientos de subestaciones AC.

Norma USA que cubre aspectos técnicos y de diseño. Incluye modelamiento de terreno, distribución de corriente de falla, ejemplos trabajados y consideraciones especiales, por ejemplo, subestaciones encapsuladas (GIS). Esta Norma se considera generalmente rigurosa en su aproximación.

d) Directivas CCITT

Involucran, principalmente, interferencias electromagnéticas en cables, generadas por sistemas de potencia y rieles electrificados.

3. METODOS DE PUESTA A TIERRA

3.1 Redes de potencia principales

Se considerará la puesta a tierra de redes de potencia en primer lugar, ya que el método de puesta a tierra de estas redes influencia fuertemente el método subsiguiente escogido en el interior de construcciones. En teoría, la red principal de potencia no tiene que ser aterrizada (puesta a tierra) y algunas veces se argumenta que una red no aterrizada puede ser más confiable. En algunos casos esto puede ser verdad, pero en general, las redes no aterrizadas no son confiables debido a la sobre-solicitación de la aislación que rodea cables o líneas. Esta solicitación puede surgir debido a estática, inducción o fallas intermitentes.

En Chile las redes de potencia principales son aterrizadas. En el caso de sistemas de alta tensión, la conexión a tierra debe efectuarse tan cerca como sea posible de la fuente de voltaje. Para cada nivel de voltaje se requiere una tierra separada, aunque las tierras de redes de voltaje diferente están a menudo combinadas.

Hay varias formas en las cuales puede operar el sistema de potencia: levantado de tierra, puesto a tierra con baja impedancia y puesto a tierra con alta impedancia. Estos son conceptos completamente diferentes y para aquellos que están familiarizados con los conductores de tierra relativamente grandes y bajos valores de resistencia a tierra en

sistemas tradicionales, el empleo de pequeños conductores de tierra y altas impedancias en otros sistemas puede llegar a ser una sorpresa. Estas diferentes técnicas se describen con más detalle a continuación.

3.1.1 Sistema no puesto a tierra o levantado de tierra

Este sistema no tiene una conexión a tierra formal, intencional o deliberada. Pueden existir algunas conexiones de alta impedancia para instrumentación, por ejemplo el enrollado de un instrumento de medida (transformador de potencial o de corriente). Bajo condiciones normales, la capacidad entre cada fase y tierra es sustancialmente la misma. El efecto es estabilizar el sistema respecto a la tierra de modo que en un sistema trifásico, el voltaje de cada fase a tierra es el voltaje estrella del sistema. El punto neutro, si existe, está en o cerca del potencial de tierra (ver Figura 3-1).

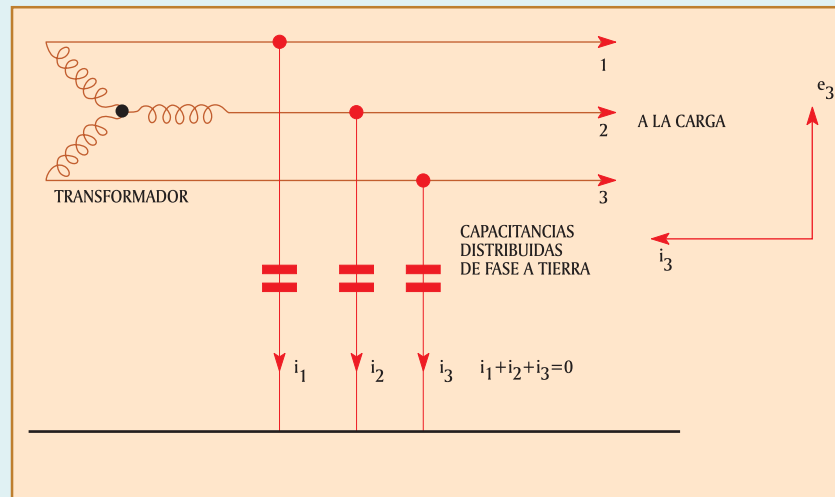


Figura 3-1
Corrientes capacitivas en un sistema trifásico.

Las fallas en líneas de distribución aéreas no son infrecuentes, particularmente durante condiciones de mal tiempo, cuando pueden caer ramas de árboles sobre las líneas. Cuando ocurre el primer incidente, implicando un contacto entre un conductor y tierra, puede no haber daño porque no existe un circuito metálico cerrado que permita el flujo de corriente. Esto es diferente en un sistema aterrizado donde puede fluir una corriente significativamente alta. A primera vista, el sistema levantado de tierra aparenta ser un sistema más seguro y más confiable. En realidad fluye una corriente en un sistema levantado de tierra, que retorna vía los acoplamientos capacitivos de las otras dos fases. La corriente capacitiva que fluye en el punto de falla es 3 veces la corriente capacitiva normal a tierra de cada fase del sistema completo. El daño debido a la primera falla probablemente sea leve, ya que la corriente total es aún relativamente pequeña. Sin embargo, la corriente podría ser suficiente para provocar riesgo de electrocución si alguien tocara el conductor dañado. Las compañías eléctricas a menudo consideran que es lento y tedioso localizar fallas en este tipo de sistemas.

La probabilidad de una segunda falla es mayor de lo que generalmente se piensa, ya que el voltaje a través del resto de la aislación será el nivel fase-fase en vez del nivel fase-tierra (es decir, un incremento de $\sqrt{3}$ en magnitud). Este solicitará la aislación fase a tierra y puede provocar envejecimiento acelerado y ruptura. Es probable que una segunda falla involucre una considerable energía de falla y daño. Por ésto es importante remover la primera falla tan rápido como sea posible.

El fenómeno de resonancia puede causar sobretensiones en este tipo de sistemas. El sistema ya tiene una alta capacitancia y si un conductor de fase se conecta a tierra a través de una conexión que tenga alta inductancia, (por ejemplo un transformador de medida) entonces puede ocurrir resonancia, circulación de altas corrientes y sobrevoltajes. Una falla a través de un arco intermitente con alta impedancia puede causar altos voltajes similares al fenómeno anterior, conduciendo a la falla del equipo. Esto se debe a un efecto de cargas atrapadas en el neutro. Con cada arco la carga se refuerza progresivamente y puede producir voltajes que pueden ser suficientemente altos como para sobrepasar la aislación por 6 ó 7 veces (en teoría) respecto de lo que ocurre a voltaje normal. Los voltajes realmente medidos en la práctica, debido a las condiciones ambientales, polvo, etc., han sido 3 a 4 veces el voltaje normal.

Si la continuidad de servicio es un factor importante para el sistema de distribución, entonces un sistema levantado de tierra puede tener algunas ventajas. Sin embargo, es probable que la aislación aplicada entre cada conductor de fase y tierra necesite incrementarse al menos al mismo nivel que la aislación entre diferentes fases, para controlar el riesgo por fallas monofásicas a tierra y por carga atrapada.

3.1.2 Sistemas puestos a tierra

Un sistema puesto a tierra tiene al menos un conductor o punto (usualmente el neutro o punto común de la estrella) intencionalmente conectado a tierra. Por condiciones prácticas y de costo, esta conexión se realiza normalmente cerca de donde se unen los 3 enrollados individuales de un transformador trifásico, es decir el neutro o punto común de la estrella. Este método se adapta cuando hay necesidad de conectar al sistema cargas fase neutro, para prevenir que el voltaje neutro a tierra varíe con la carga. La conexión a tierra reduce las fluctuaciones de voltaje y los desequilibrios que podrían ocurrir de otra forma. Otra ventaja es que puede usarse relés residuales para detectar fallas antes que se conviertan en fallas fase-fase. Esto puede reducir el daño real causado y la solicitud impuesta en otras partes de la red eléctrica.

El tipo de puesta a tierra se clasifica según el tipo de conexión instalada. Los principales tipos son:

3.1.2.1 Sistema puesto a tierra mediante impedancia

En este caso se insertan deliberadamente resistores y/o reactores en la conexión entre el punto neutro y tierra, normalmente para limitar la corriente de falla a un nivel aceptable. En teoría, la impedancia puede ser lo bastante alta como para que fluya una corriente de falla poco mayor que en la situación de sistema no puesto a tierra.

En la práctica, para evitar sobrevoltajes transitorios excesivos debido a resonancia con la capacitancia paralelo del sistema, las puestas a tierra inductivas deben permitir que fluya a tierra por falla al menos un 60% de la capacidad de cortocircuito trifásico. Esta forma de puesta a tierra tiene menor disipación de energía que la puesta a tierra resistiva.

Pueden usarse como conexión a tierra enrollados de supresión de arco, también conocidos como bobinas de Peterson, o neutralizadores de falla a tierra. Estos son reactores sintonizados que neutralizan el acoplamiento capacitivo de las fases sanas y de este modo la corriente de falla es mínima. Debido a la naturaleza auto-compensada de este tipo de puesta a tierra, es efectiva en ciertas circunstancias en sistemas aéreos de media tensión, por ejemplo, aquellos que están expuestos a un alto número de fallas transitorias. El uso de interruptores con recierre automático ha reducido el uso de este método de puesta a tierra en sistemas de alta y media tensión.

La puesta a tierra por resistencia es de uso más común, porque permite limitar la corriente de falla y amortiguar los sobrevoltajes transitorios, eligiendo el valor correcto de resistencia. En principio se usó resistencias líquidas. Ahora es más común el uso de resistores del tipo cerámico. Estos requieren menos espacio, tienen costos de mantenimiento significativamente menores y luego del paso de la corriente de falla se enfrían más rápidamente que las resistencias líquidas.

3.1.2.2 Sistema puesto a tierra con baja impedancia (sólidamente puesto a tierra)

Esta es la técnica más común, particularmente en bajo voltaje. Aquí el neutro se conecta a tierra a través de una conexión adecuada en la cual no se agrega intencionalmente ninguna impedancia. La desventaja de este arreglo es que las corrientes de falla a tierra son normalmente altas pero los voltajes del sistema permanecen controlados bajo condiciones de falla.

3.2 Puesta a tierra de sistemas de bajo voltaje y en el interior de locales

Habiendo revisado los tipos de puesta a tierra existentes en Sistemas de Potencia, consideraremos ahora el sistema de bajo voltaje e instalación eléctrica en el interior de locales.

3.2.1 Tipos de sistemas

Existen ciertos métodos para efectuar una conexión a tierra, los cuales reciben definiciones estándares. Cada uno se identifica por un código que contiene las siguientes letras:

- T : tierra, conexión directa a tierra.
- N : neutro.
- C : combinada.
- S : separada.

A continuación se describen los tipos principales, incorporando las figuras y diagramas que permiten explicarlos en más detalle. Note que los electrodos de tierra en los diagramas incluyen el símbolo del resistor para mostrar que el electrodo tiene una impedancia, que es predominantemente resistiva.

TN-S En este tipo, el neutro de la fuente tiene un único punto de conexión a tierra en el transformador de alimentación. Los cables de alimentación tienen neutro separado del conductor de tierra de protección. Generalmente, el conductor de neutro es un cuarto "conductor" y el conductor de tierra forma una vaina o cubierta protectora (conductor PE). Este era el arreglo estándar antes de la introducción de los sistemas de puestas a tierra de protección múltiples. El arreglo se ilustra en la Figura 3.2

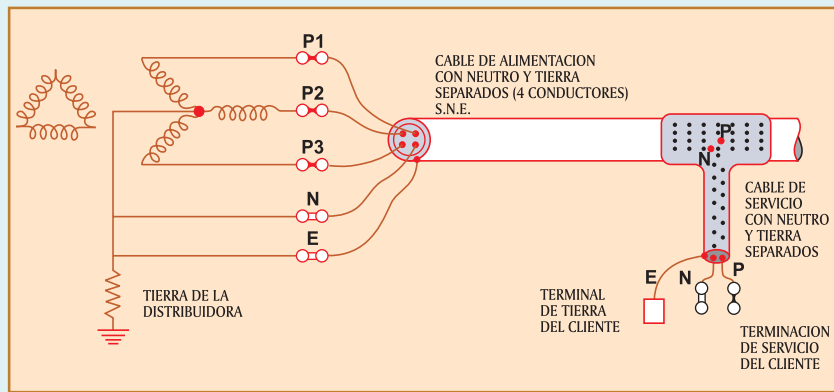


Figura 3-2

Sistema TN-S típico: Fuente puesta a tierra en único punto. Conductores de neutro y tierra separados. El cliente dispone de un terminal de tierra desde la pantalla del cable de servicio.

TN-C-S En este tipo, el neutro de la alimentación se pone a tierra en varios puntos. El cable de alimentación tiene una pantalla metálica externa que combina neutro y tierra, con una cubierta de PVC (se denominan cables CNE). La pantalla que combina neutro y tierra es el conductor tierra de protección neutro (conductor PEN). El fabricante proporciona un terminal de tierra, que está conectado al neutro de la alimentación. La alimentación en el interior de la instalación del cliente debiera ser TN-S, es decir, el neutro y la tierra deben estar separados, conectados sólo en la posición de servicio. Debido a que se permite al cliente usar el terminal de tierra, el proveedor debe asegurarse que todos los elementos metálicos internos, normalmente expuestos (tales como tuberías de agua, de gas, calefacción, etc.) se conecten juntos en la forma prescrita en las normas. El arreglo se ilustra en la Figura 3.3.

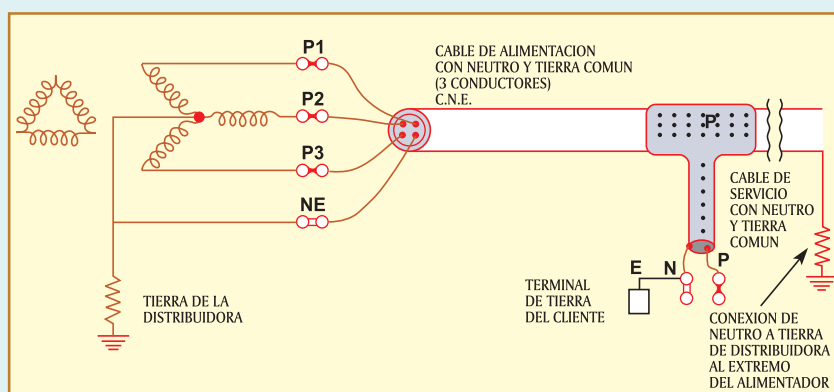


Figura 3-3

Suministro TN-C-S típico (tierra de protección múltiple) Neutro puesto a tierra por el proveedor en varias ubicaciones. Cliente dispone de un terminal de tierra conectado a neutro de servicio.
Nota: En Chile actualmente está prohibida por reglamento la conexión a tierra de tuberías de agua o gas comunes.

PNB Conexión a neutro de protección. Este es una variación del sistema TN-C-S en que el cliente dispone de un terminal de tierra conectado al neutro de la alimentación, pero el neutro se conecta a tierra en un único punto, normalmente cerca del punto de alimentación al cliente. Se reserva el uso de este arreglo cuando el cliente tiene un transformador particular. El arreglo se ilustra en la figura 3-4.

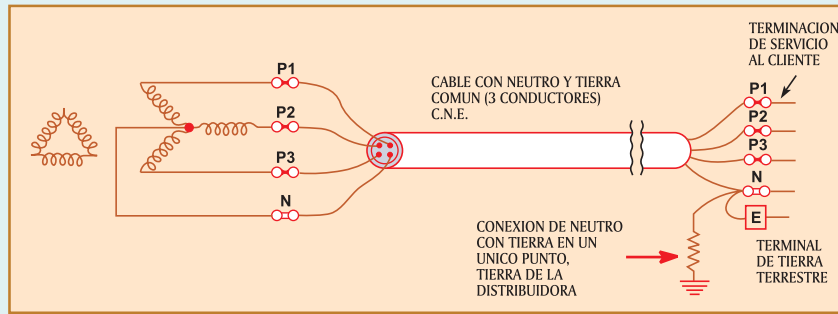


Figura 3-4

Sistema PNB típico. Cliente tiene transformador propio. Se usa cables CNE con tierra y neutro en único punto.

Los dos sistemas restantes son:

TT Este es un sistema donde la alimentación se pone a tierra en un único punto, pero la pantalla del cable y las partes metálicas expuestas de la instalación del cliente están conectadas a tierra vía un electrodo separado que es independiente del electrodo de alimentación. El arreglo se ilustra en la Figura 3-5.

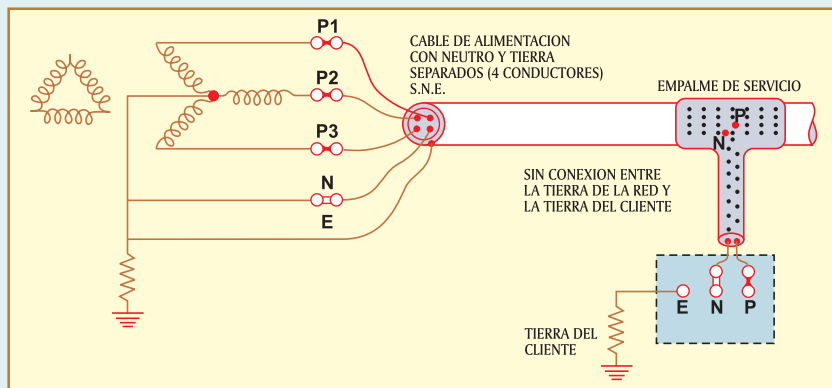


Figura 3-5

Sistema TT típico. La alimentación se pone a tierra en un único punto. El cliente instala su tierra propia que es independiente de la tierra de la alimentación.

IT Este es un sistema que no tiene conexión directa entre partes vivas y tierra pero con las partes conductoras expuestas de la instalación conectadas a tierra. Algunas veces se proporciona una conexión a tierra de alta impedancia para simplificar el esquema de protección requerido para detectar la primera falla a tierra. Ver Figura 3-6.

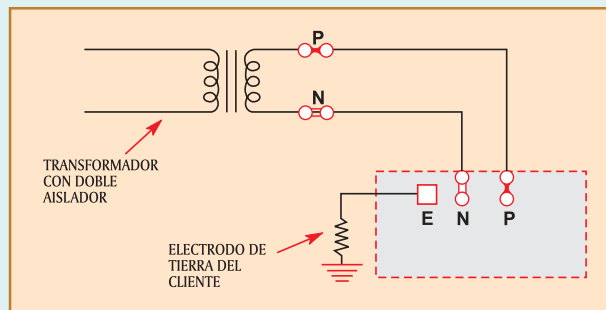


Figura 3-6

Fuente aislada de tierra o conectada a tierra a través de alta impedancia. Todas las partes conductoras expuestas de la instalación se conectan a una tierra independiente

El principio subyacente es tomar primero todas las precauciones razonables para evitar un contacto directo con las partes eléctricas vivas y en segundo lugar proporcionar medidas de protección contra contactos indirectos. Lo último implica puesta a tierra y conexión equipotencial efectiva y un sistema de protección que remueva la condición

de falla. El principio se conoce más comúnmente como conexión protectora y será cubierto con un poco más de detalle en el Capítulo 4. No es, sin embargo, la intención de este libro describir puestas a tierra en construcciones en detalle pues ya hay un gran número de publicaciones que cubren esto. Los lectores pueden referirse a las publicaciones listadas en el capítulo 16, donde encontrarán el tema suficientemente cubierto.

Aunque ahora es una práctica normal para algunas empresas distribuidoras proveer a cada cliente con una tierra terminal, por diversas razones no a todos los clientes se les da esta facilidad. El cliente debe, sin embargo, proveer su propia protección contra los daños de una falla a tierra. Una forma en que esto puede lograrse es usando un detector de fuga a tierra y un interruptor. Este artefacto requiere una conexión a tierra y detecta cuando ocurre una falla a tierra en un circuito. Provoca entonces la operación de un interruptor y aísla el circuito fallado.

El dispositivo detector operado por corriente se conoce como el dispositivo de corriente residual o interruptor de circuito de corriente residual. Esta unidad opera detectando el residuo, o diferencia, entre la corriente que sale y la que entra a la fuente. (Ver Figura 3-7).

Cuando la corriente residual excede un valor predeterminado, el contacto abre. La unidad puede ser diseñada ultrasensible con muy alta velocidad de operación para uso en situaciones especiales, por ejemplo, hospitales. Se le incorpora un botón de prueba. Inicialmente, los detectores fueron sensores de voltaje, es decir, detectaban un incremento en el voltaje de la estructura puesta a tierra. Sin embargo, por muchos años el dispositivo detector de voltaje se ha considerado no confiable y no protege contra fallas fase neutro.

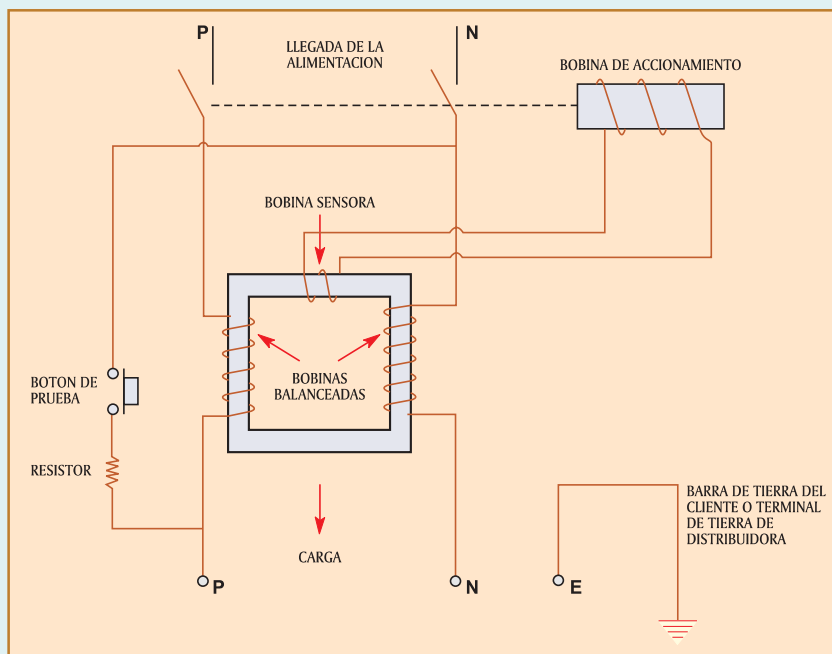


Figura 3-7
Detector de corriente residual.

Además de proporcionar la protección principal de falla a tierra, los detectores de corriente residual se usan extensivamente en conjunto con protección convencional, tales como fusibles o interruptores de sobre-corriente. Una aplicación particular para la protección con detector de corriente residual es en el circuito que alimenta el equipo que usa un cable de conexión tal como una segadora de pasto o una orilladora. Cuando se usa de esta forma, los detectores de corriente residual proporcionan “protección suplementaria contra contactos directos”. Debe destacarse que los detectores de corriente residual no reaccionan frente a sobrecargas, de modo que en este caso se requiere de protección adicional.

Hay ciertas instalaciones donde son necesarios arreglos especiales de puesta a tierra. Es el caso de:

- Minas y canteras.
- Estaciones de servicio de combustible.
- Protección de edificios contra descarga atmosférica.
- Instalaciones de ascensores.
- Instalaciones temporarias.
- Aparcaderos.

Habiendo presentado ya la amplia variedad de modos de puesta a tierra posibles, es necesario considerar ahora el sistema mismo de puesta a tierra. A continuación se explican las funciones más importantes de los conductores de tierra y se presentan algunas definiciones. Se describen los diferentes tipos de electrodos de tierra disponible; se usan generalmente los mismos tipos, ya sea si el sistema de puesta a tierra es para una casa, industria o central generadora.

4.1 Requerimientos del sistema de puesta a tierra

La función del sistema de puesta a tierra es doble:

- Proporcionar un camino de impedancia suficientemente baja, vía los conductores de tierra, de regreso a la fuente de energía, de tal modo que ante el evento de una falla a tierra de un conductor activo, fluya por una ruta predeterminada una corriente suficiente, que permita operar al dispositivo de protección del circuito.

- Limitar a un valor seguro la elevación de potencial en todas las estructuras metálicas a las cuales tienen normalmente acceso personas y animales, bajo condiciones normales y anormales del circuito. La conexión conjunta de todas las estructuras metálicas normalmente expuestas, previene la posibilidad de una diferencia de potencial peligrosa que surja entre contactos metálicos adyacentes ya sea bajo condiciones normales o anormales.

Hay dos tipos principales de conductores de tierra: los conductores de protección (o de conexión) y los electrodos de tierra.

4.2 Conductores de conexión y conductores de protección

En las reglamentaciones, se han planteado diversas definiciones para describir los diferentes tipos de conductores de tierra usados. La aplicación práctica de estos conductores en instalaciones eléctricas se discutirá nuevamente en el capítulo 8. Los tipos son:

Conductor de protección de circuito

Este es un conductor separado instalado con cada circuito y está presente para asegurar que parte o toda la corriente de falla regrese a la fuente a través de él. Puede ser un conductor individual, la cubierta metálica exterior de un cable o la estructura de un ducto metálico.

Conductores de conexión

Estos conductores aseguran que las partes conductivas expuestas (tales como carcasas metálicas) permanezcan aproximadamente al mismo potencial durante condiciones de falla eléctrica. Las dos formas de conductores de conexión son:

Conductores de conexión equipotencial principales, que conectan entre sí y a tierra, partes conductivas expuestas que normalmente no llevan corriente, pero podrían hacerlo bajo una condición de falla. Estas conexiones normalmente unen al sistema de puesta a tierra tuberías metálicas de gas y agua expuestas que ingresan a la instalación, estructura metálica del edificio y servicios principales. En el interior de instalaciones, estas conexiones deben ser de un cierto tamaño mínimo (al menos 6 mm^2) y generalmente no necesitan ser mayor que 25 mm^2 en cobre.

Nota: A las tuberías que ingresan a una instalación, debe incorporársele un acomplamiento aislante en el punto de ingreso, para evitar potenciales transferidos.

Conductores de conexión suplementarios, son para asegurar que el equipo eléctrico y otros items de material conductivo en zonas específicas estén conectados entre sí y permanecen sustancialmente al mismo potencial. Se usan en adición a los conductores de conexión equipotencial principales y conductor de protección de circuito.

En el interior de subestaciones eléctricas, los conductores de conexión y de tierra necesitan ser de tamaño suficiente ya que ellos pueden llevar una buena cantidad de corriente de falla hasta por tres segundos, sin daño. La tabla más abajo muestra algunos de los más comunes tamaños de cinta usada tanto para conexiones como para electrodos enterrados. El nivel de corriente mostrado es aquél calculado de acuerdo a una temperatura ambiente de 30° Celcius , duración de falla de 3 segundos y temperaturas máximas de 375° C y 295° C para el cobre y el aluminio respectivamente. Se aplica una formulación diferente de acuerdo a la situación, de modo que siempre debiera consultarse las normas antes de asignar un nivel de corriente. También debiera hacerse alguna estimación respecto de pérdida de material por corrosión a lo largo de la vida de la instalación.

Máxima corriente kA	Sección de cinta (mm) Cobre	Sección de Cinta (mm) Aluminio
12,0	4 x 25	4 x 40
18,5	4 x 40	6 x 40
22,0	4 x 50	6 x 50

Para conductores de conexión, es esencial que el tamaño escogido del conductor sea capaz de llevar el valor total de la corriente de falla estimada. Si ocurre una falla, la totalidad de la corriente de falla puede fluir a través del conductor de tierra hacia el sistema de electrodos enterrados. Al llegar ahí se diversificará entre los electrodos, por lo tanto, éstos pueden a menudo tener una sección menor que el conductor de conexión o de tierra principal.

4.3 Electrodo de tierra

El electrodo de tierra es el componente del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno y así proporciona un medio para botar o recoger cualquier tipo de corrientes de fuga a tierra. En sistemas puestos a tierra se requerirá normalmente llevar una corriente de falla bastante grande por un corto periodo de tiempo y, en consecuencia, se necesitará tener una sección suficientemente grande como para ser capaz de llevar esta corriente en forma segura. Los electrodos deben tener propiedades mecánicas y eléctricas adecuadas para continuar respondiendo las solicitaciones durante un periodo de tiempo relativamente largo, en el cual es difícil efectuar ensayos reales o inspección. El material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo. Los materiales usados incluyen cobre, acero galvanizado, acero inoxidable y hierro fundido. El cobre generalmente es el material preferido por las razones que se describirán posteriormente. El aluminio se usa algunas veces para conexiones fuera del terreno, pero la mayoría de los estándares prohíben su uso como electrodo de tierra debido al riesgo de corrosión acelerada. El producto corrosivo -una capa de óxido- deja de ser conductivo y reduce la efectividad de la puesta a tierra.

El electrodo puede tomar diversas formas: barras verticales, placas y conductores horizontales. Las formas más comunes se describen a continuación.

4.3.1 Barras

Esta es la forma más común de electrodos, porque su costo de instalación es relativamente barato y pueden usarse para alcanzar en profundidad, suelo de baja resistividad, sólo con excavación limitada y relleno. Están disponibles en diversos tamaños, longitudes, diámetros y materiales. La barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre. El tipo recubierto se usa cuando la barra se entierra por medios mecánicos (impacto) ya que el acero usado tiene alta resistencia mecánica. La capa de cobre debe ser de alta pureza y aplicada electrolíticamente. Esto último asegura que el cobre no se deslice al enterrar la barra. En condiciones de suelo más agresivo, por ejemplo cuando hay alto contenido de sal, se usan barras de cobre sólido. Barras de acero inoxidable son más anódicas que el cobre y se usan ante riesgo de corrosión galvánica. Sin embargo, debe considerarse el hecho que el acero inoxidable tiene baja capacidad de transporte de corriente en comparación con el cobre.

En cada extremo de la barra hay sectores tratados que permiten disponer de un extremo aguzado, un extremo con una cabeza endurecida o con hilo para atornillar barras adicionales. Es importante en el caso de barras recubiertas, que la capa de cobre se mantenga intacta en la sección fileteada (con hilo). Algunos fabricantes también tienen una barra taladradora de cabeza de cruz, que es particularmente útil si los acoplamientos de barra tienen un diámetro mayor que la barra. Se asegura que este tipo de cabeza permite enterrar hasta mayor profundidad. Las barras están disponibles en diámetros de 15 mm a 20 mm (cobre sólido) y 9,5 a 20 mm (acero recubierto de cobre). Las barras individuales tienen longitudes de 1, 2 a 3 metros.

También se dispone de secciones apantalladas de barra para uso, por ejemplo, cuando hay una capa de suelo altamente corrosivo, a través de la cual debe atravesar una barra profunda. La pantalla debe ser por ejemplo de PVC para prevenir contacto entre la barra y el suelo corrosivo. Por supuesto esta sección no contribuye a reducir el valor de impedancia, puesto que no está en contacto con el suelo.

4.3.2 Placas

Se usa varios tipos de placas para propósitos de puesta a tierra, pero el único tipo que se considera generalmente como electrodo debe ser sólido y de tamaño sustancial. Las placas tipo enrejado, como se ilustra en la Figura 4-1, se usan para graduar potenciales y no se espera que permitan el paso de niveles de corriente de falla significativos. Se hacen normalmente de una mezcla de cobre o de acero.

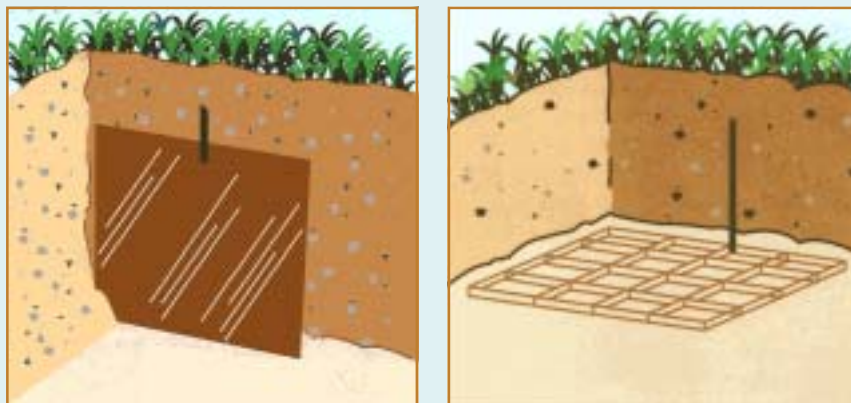


Figura 4-1

Placas de tierra (cortesía A N Wallis and Co.)

Los electrodos de placa son de cobre o de fierro fundido. Las planchas de fierro fundido tienen un mínimo de 12mm de espesor y son cuadradas de 915 ó 1220 mm por lado. Las planchas de cobre son típicamente cuadradas de 600 mm ó 900 mm de lado y entre 1,6 mm y 3 mm de espesor.

Cuando se usan varias planchas, deben instalarse a cierta distancia para prevenir una interacción. Esta distancia es mínimo de 2 m extendiéndose hasta 9 m.

4.3.3 Electrodo horizontales

Están hechos de cintas de cobre de alta conductividad o conductores retorcidos (cables). La cinta es el material más conveniente pues para una sección dada de material presenta una mayor superficie y se considera que tiene un comportamiento mejor a alta frecuencia, debido a la capacitancia levemente mayor a tierra. Puede ser más difícil de conectar (por ejemplo a barras verticales), de modo que puede significar un costo de instalación levemente mayor.

Para reducir costos globales, la cinta se puede usar para los electrodos que llevarán la mayor corriente (por ejemplo electrodos del perímetro y conexiones principales a los equipos) mientras que el conductor retorcido puede usarse en otra parte (ver Capitulo 7). La cinta que se instala bajo tierra es totalmente recocida de modo que puede ser plegada fácilmente.

Para conexiones exteriores al terreno están disponibles cinta cubierta de PVC, conductores sólidos o retorcidos. También se dispone de cinta de cobre cubierta de plomo o estaño para aplicaciones especiales.

4.3.4 Electrodo secundarios

Existen algunos tipos interesantes de electrodos secundarios, cuyo propósito es mejorar el comportamiento de un electrodo de tierra. Ellos incluyen pozos de tierra y embalses de terreno.

Un pozo de tierra puede comprender varias tuberías largas enterradas verticalmente en el suelo. Están conectadas entre sí y rodeadas por un material de baja resistividad.

Un embalse de tierra es típicamente una cavidad en una ubicación donde se pueda mantener la humedad, que está llena con desechos metálicos y otro material conductivo.

Un ejemplo de electrodo secundario consiste de un tubo de cobre de 50 mm de diámetro, disponible en longitudes de hasta 6 metros. El cañón interior se llena parcialmente con sales metálicas en bruto y los extremos superior e inferior del tubo se sellan con tapas. Se perfora el tubo en la parte superior para ventilación y también para drenaje en la parte inferior. El material de relleno recomendado es Bentonita (Vea la sección 14.2 para una descripción de este material).

El dispositivo funciona del siguiente modo:

Producto de los cambios en la presión atmosférica y del movimiento natural del aire, se bombea aire a través de los huecos de ventilación, en la parte superior del tubo. La humedad existente en el aire absorbido entra en contacto con la sal y se forman gotas de agua vía un proceso higroscópico. Al acumularse la humedad, se forma una solución electrolítica que escurre hacia la parte inferior del tubo.

Con el tiempo se forma suficiente electrolito el cual fluye a través de las perforaciones inferiores de drenaje hacia el suelo circundante, mediante osmosis. De este modo, el electrolito forma «raíces» en el terreno que lo rodea, las cuales ayudan a mantener su impedancia en un nivel bajo.

5. METODOS DE INSTALACION

5.1 Introducción

Cuando se instalan electrodos de tierra, se deben satisfacer tres condiciones:

El trabajo debe ser realizado eficientemente para minimizar costos de instalación.

El terreno o material de relleno usado no debe tener un índice de acidez pH que cause corrosión al electrodo.

Todas las uniones o conexiones bajo tierra deben ser construidas de modo que no se presente corrosión en la unión o conexión.

El método de instalación, relleno y conexiones que se detalla en los siguientes párrafos dependerá del tipo de sistema de electrodos que se usará y de las condiciones del terreno. Donde se pueda, debiera hacerse uso de trabajo de excavaciones comunes. Invariantemente, se necesitará apoyo mecánico y herramientas manuales para apoyar la instalación.

5.2 Barras

Las barras generalmente ofrecen la forma más conveniente y económica de instalar un electrodo. A menudo se requiere modificar poca superficie (tal como romper superficies de concreto), pero por supuesto es necesario inspeccionar para asegurarse que no hay equipo o instalaciones enterradas -tales como tuberías de agua o gas- que puedan ser dañadas al enterrar las barras. Los métodos de instalación incluyen accionamiento manual, accionamiento mecánico y perforadura. Las barras cortas (típicamente hasta 3 metros de largo) se instalan a menudo empleando un martillo pesado (combo) operado manualmente. Los golpes relativamente cortos y frecuentes son más efectivos normalmente. Las barras están acondicionadas con una cabeza endurecida y una punta de acero para asegurar que la barra misma no se dañe durante el proceso.

Las barras más largas se manejan en forma similar, pero usando un martillo neumático que requiere mucho menos esfuerzo físico y proporciona una inercia directa mayor. Se usan también exitosamente para este propósito herramientas eléctricas, a petróleo, hidráulicas de aceite o aire. Debido a su peso, estas herramientas algunas veces requieren de un aparejo para sostenerlas. Un martillo eléctrico típico podría tener un consumo de 500 Watts y proporcionar aproximadamente 1500 golpes por minuto. Es posible enterrar barras hasta una profundidad de 10 metros o más usando este método, dependiendo por supuesto, de las condiciones reales del suelo. Se ha informado también que barras hasta 30 metros han sido instaladas de esta manera, pero no se sabe cuán derechas quedaron. Se sabe que algunas veces se doblan y quiebran a cierta profundidad. El tiempo que demora instalar la barra varía con el tipo de suelo. Por ejemplo, en arena o gravilla suelta, la tasa de penetración de una barra de 11 mm de diámetro puede ser 3,5 metros por minuto, pero ésta cae a 0,5 metros por minuto en arcilla firme.

El diámetro de la barra es el principal factor que incide en el esfuerzo necesario para instalarla. Las barras delgadas (9 mm de diámetro) se instalan relativamente fácil, pero a medida que la longitud de la barra aumenta, el diámetro de la barra debe incrementarse para asegurar que la barra tenga suficiente resistencia mecánica-particularmente en los puntos de unión. Al doblar el diámetro de la barra de 12 mm a 24 mm, aumenta la resistencia mecánica para impacto en más de tres veces. Cuando las barras tienen que ser muy profundas, normalmente son soldadas o acopladas mecánicamente. El acoplamiento debe ser tal que el diámetro de la barra no se incremente significativamente, de otro modo la instalación se dificultará y al penetrar la unión se producirá un espacio con un diámetro mayor que el de la barra. El acoplamiento debiera también apantallar la sección tratada, para ayudar a prevenir la corrosión.

Las barras de acero recubiertas de cobre son significativamente más resistentes que las barras de cobre sólido, las cuales se doblan muy fácilmente y pueden quebrarse cuando se intenta introducir las en el suelo rocoso.

Cuando se requiere barras más profundas o en condiciones de suelo difícil donde hay roca subyacente, la forma más efectiva es taladrar una perforación estrecha en la cual se instala el electrodo de barra con material de relleno adecuado. Este método es a menudo sorprendentemente económico, ya que puede realizarse un número significativo de perforaciones profundas en un día usando equipo de bajo costo. Las barras pueden instalarse en forma rutinaria a profundidades de hasta 20 metros y con equipo más especializado a una profundidad significativamente mayor. Además de las ventajas de obtener una gran profundidad y una trayectoria más controlada del electrodo, otro beneficio es que de esta manera puede instalarse electrodos de cobre sólido relativamente delgados.

Debido a que la barra de cobre sólido tiene una mejor conductividad que la barra recubierta de cobre, esto mejora aún más el beneficio obtenido por el uso de barras largas. Si se entierran mecánicamente a dicha profundidad, las barras necesitarían ser de mucho mayor diámetro y puede ser necesaria una barra de acero recubierta de cobre para

proveer la resistencia mecánica adecuada. En el pasado se usaron varias formas diferentes de sección, tales como sección transversal en forma de estrella, para incrementar la resistencia de la barra y hacer menos probable que se doblara en suelo rocoso. Sin embargo, no están disponibles ahora. La forma diferente sólo tiene un efecto marginal sobre la resistencia eléctrica obtenida, pero podría requerir menos material para la misma área superficial.

Las barras verticales largas pueden proporcionar una solución económica en muchas situaciones.

Existe también equipo disponible que usa conductor de cobre retorcido enterrado en profundidad para provocar un efecto similar al de una barra convencional, pero evita uniones mecánicas. Una barra de acero se entierra, arrastrando el conductor retorcido detrás de ella. Con el tiempo, el acero probablemente se corroa, dejando sólo al conductor de cobre como electrodo permanente.

5.3 Planchas

Originalmente, a comienzos de siglo, las planchas eran tan comunes que a todos los electrodos de tierra se les llamaba planchas de tierra. Cuando se incrementó el uso de la electricidad, las planchas debieron manejar corrientes mayores, lo cual significó aumentar las dimensiones de la plancha. Su uso continuó por un tiempo considerable, principalmente debido a la costumbre y la práctica, a pesar de que tenían algunas desventajas. Por ejemplo, generalmente requieren excavación manual o mecánica y, por lo tanto, el costo de instalación puede ser muy alto. Para reducir la magnitud de la excavación requerida, las planchas se instalan normalmente en un plano vertical, desde aproximadamente 0,5 metros bajo la superficie. Es fácil compactar el terreno contra la plancha cuando se rellena, si está instalada verticalmente. Otra desventaja se debe a la ubicación escogida para las planchas de tierra. A menudo se ubicaban demasiado próximas entre sí y sus zonas de influencia se traslapaban. Esto aumenta la resistencia combinada a un valor mayor que el esperado. Si las planchas tienen que llevar una cantidad importante de corriente, entonces su resistencia necesita ser de bajo valor. En la práctica, las resistencias combinadas no eran aún lo suficientemente bajas y las corrientes de falla generalmente seguían otras rutas. Por lo tanto, en esta situación no se cumplía la mejor densidad de corriente, señalada como una ventaja para las planchas. Usualmente podía lograrse un arreglo mejor usando barras y electrodos horizontales.

Debido al costo de instalación relativamente alto, poco se justifica usar planchas ahora y las existentes, cuando se detecta deterioro, son reemplazadas normalmente por una agrupación de barras.

5.4 Electrodo horizontales

Los electrodos horizontales pueden ser instalados en surcos directamente en el terreno o más frecuentemente en zanjas de hasta un metro de profundidad. El uso de equipo de excavación mecánica de pala angosta puede resultar en costos de instalación menores, en sitios donde esto es posible. La profundidad de instalación tiene normalmente un mínimo de 0,5 metros y más si es necesario pasar bajo nivel de cultivo o de escarcha en zonas heladas.

En muchos proyectos grandes, toda el área puede ser excavada para permitir obras civiles. Esto presenta a menudo una buena oportunidad para minimizar costos tendiendo el conductor del electrodo de tierra en ese momento. Debe tenerse cuidado de prevenir daño o robo del conductor, una vez tendido.

(*) Nota: En algunos países está permitida la conexión de tuberías metálicas de agua a la puesta a tierra de la instalación, o más aún, estas tuberías constituyen el electrodo de puesta a tierra. En Chile, la reglamentación actual no autoriza esta conexión a ningún sistema de tuberías o conductores metálicos que se extiendan fuera de los límites de la puesta a tierra de una instalación.

5.5 Relleno

En todos los casos, el material de relleno debe ser no-corrosivo, de un tamaño de partícula relativamente pequeño y si fuera posible, que ayude a retener la humedad. Muy a menudo, el material previamente excavado es apropiado como relleno, pero debiera ser arneado para remover piedras antes de rellenar, asegurándose de que quede bien compactado. El suelo debiera tener un índice de pH entre 6,0 (ácido) y 10,0 (alcalino)- ver capítulos 11 y 14. La arcilla dura no es un material de relleno conveniente ya que si es fuertemente compactada, puede llegar a ser casi impermeable al agua y podría permanecer relativamente seca. También puede formar grandes terrones que no se afianzan alrededor del conductor.

Los materiales que no debieran ser usados como relleno incluyen arena, polvo de coque, ceniza, muchos de los cuales son ácidos y corrosivos.

En algunas circunstancias, se requiere materiales de relleno especiales. Los materiales disponibles, y las recomendaciones respecto de su uso se incluyen en el capítulo 14.

5.6 Conexiones

Los electrodos de tierra tienen que ser conectados entre sí de alguna manera y es normal que sea vía cobre desnudo si es posible, ya que esto ayudará a reducir el valor de impedancia global. Las conexiones entre los diferentes componentes deben ser mecánicamente robustas, tener buena resistencia a la corrosión y baja resistividad eléctrica. Es prudente evitar uniones y conexiones innecesarias. Debe considerarse el valor de corriente de falla y la duración de la falla que se espera que soporte el sistema de tierra. Varios estándares indican especificaciones para los materiales que son mínimos aceptables, por ejemplo, establecen que las coplas para barras de cobre necesitan un contenido mínimo de cobre de 80%. A continuación se explican en más detalle los métodos de unión que se emplean, incluyendo métodos mecánicos, bronceados (soldadura en fuerte), soldadura exotérmica y soldados por fusión autógena.

5.6.1 Conexiones mecánicas

Se usan comúnmente y pueden ser mecánicas (conexión apernada) o hidráulicas (compresión). Los conectores deben satisfacer los requerimientos de los estándares aplicables. El proceso de probar el cumplimiento de las normas involucra habitualmente una serie de pruebas de vida durante las cuales el conector es sometido a impactos mecánicos, eléctricos y térmicos. En consecuencia son factores importantes el diseño, tamaño y material usado -particularmente ya que tales conectores pueden permanecer invisibles en el terreno por cierto número de años, antes de que sean solicitados para operar. Es esencial una conexión eléctrica de baja resistencia, especialmente en sistemas de electrodos del tipo radial. Durante la mantención, se han descubierto conexiones con resistencia de más de 20 ohms. Claramente, esto perjudica el comportamiento del sistema de electrodos.

Cuando se apernan entre sí cintas de cobre, debe tenerse cuidado con el tamaño de las perforaciones efectuadas para acomodar el perno. Si son demasiado grandes, la capacidad de transporte de corriente de la cinta se perjudicará. Por esta razón, los estándares y reglamentos de práctica normalmente limitan el diámetro de la perforación a un tercio del ancho de la cinta o menos.

Cuando se apernan metales diferentes (por ejemplo cintas de cobre y aluminio), las superficies deben ser minuciosamente limpiadas y protegidas por un inhibidor de óxido. Una vez efectuada la conexión, el exterior debe ser cubierto por pintura bituminosa u algún otro medio para proteger contra el ingreso de humedad. Cuando se une cobre y aluminio, el cobre primero debe ser estañado. Una unión apernada de este tipo es actualmente el método recomendado preferentemente en los estándares para conectar metales diferentes, en el caso de instalaciones exteriores y en subestaciones eléctricas. Estas conexiones deben estar a una mínima distancia sobre tierra y no pueden ser enterradas.

Para unir distintos tipos de conductores, por ejemplo, barras de tierra a cinta o cable, se dispone de abrazaderas apropiadas. Estas deben tener un alto contenido de cobre. No deben usarse bandas metálicas.

En alguna oportunidad se usó uniones de tipo estañado y remachado. La cinta de cobre se perforaba, luego era estañada y remachada. Sin embargo, los remaches algunas veces se rompen y sueltan debido a vibración, etc. Este método de unión claramente no es recomendado para tratar los altos valores de corriente de falla encontrados ahora.

5.6.2 Conexiones bronceadas (soldadas en fuerte)

La conexión bronceada se aplica ampliamente al cobre y aleaciones de cobre. Este método tiene la ventaja de proporcionar una baja resistencia de unión la cual no se corroe. Actualmente, es el método preferido descrito por los estándares para conectar cintas de cobre en el interior de subestaciones. Sin embargo, es esencial que el bronceado sea efectivo. Puede ser difícil hacer una buena unión en terreno, particularmente donde están involucradas grandes áreas de sección transversal. Son esenciales las superficies planas limpias pues los materiales de bronceado generalmente no fluyen como la soldadura. Existe así la posibilidad de conexiones adecuadas sólo en los puntos de contacto, pero con vacíos importantes que quedan sin llenar. Para este trabajo es esencial una buena fuente de calor, particularmente para conectores grandes.

5.6.3 Uniones exotérmicas

Estas uniones se realizan mediante un molde de grafito que se diseña para ajustar el tipo específico de unión y el tamaño de los conductores. Usando una pistola con pedernal se enciende una mezcla de polvo de aluminio y de óxido de cobre y la reacción que se crea forma una unión de cobre virtualmente puro en torno a los conductores. La reacción de alta temperatura se produce en el interior del molde de grafito. Si se ocupa y mantiene adecuadamente, cada molde puede usarse para realizar entre 50 y 70 uniones. Este tipo de unión asegura los siguientes beneficios:

- Proporciona una unión permanente, de baja resistencia eléctrica y resistente a la corrosión.
- La técnica empleada no requiere adiestramiento, relativamente.
- Puede operar a alta temperatura, permitiendo eventualmente reducir el calibre del conductor.

Este tipo de unión actualmente no es siempre permitida para conectar cobre y aluminio en subestaciones. Los metales que pueden conectarse son acero inoxidable, bronce, cobre, acero con recubierta de cobre, acero galvanizado, bronce y riel de acero. Hay algunos aspectos de seguridad involucrados con este tipo de unión, pero la técnica se ha desarrollado rápidamente para controlarlos, por ejemplo, reduciendo la emisión de gas.

5.6.4 Conexiones soldadas en forma autógena

El cobre puede unirse por soldadura de bronce o soldadura al arco en presencia de gas.

La técnica de unión por soldadura de bronce es efectiva y de bajo costo, empleada primariamente para realizar uniones en terreno (por ejemplo en trabajos con tuberías de cobre). En esta técnica clásica, se usa bronce como metal de relleno para formar un enlace superficial entre las partes de cobre. La técnica emplea alta temperatura y un material de relleno que es el que más se ajusta al cobre. A pesar de que la soldadura de bronce puede usarse para conectar cobre a metales ferrosos, esto normalmente no se cumple para puestas a tierra.

Cuando necesita unirse componentes de cobre de mayor medida, entonces se usa soldadura autógena en ambiente gaseoso. El arco eléctrico proporciona el calor, mientras que el área en torno al electrodo y la soldadura es envuelta por un gas tal como argón, helio o nitrógeno. Esto reduce la oxidación que toma lugar durante el proceso de soldadura. El nitrógeno se usa ampliamente como el «gas inerte» cuando se solda cobre. Se requieren materiales de relleno especialmente desarrollados, que son reconocidos por su buen comportamiento al soldar cobre.

El aluminio puede ser soldado vía arco de gas inerte de tungsteno o arco de gas inerte de metal. La soldadura en frío a presión se usa algunas veces para unión entre aluminio.

5.7 Capacidad de transporte de corriente de falla

El tipo de unión puede influir en el tamaño del conductor usado debido a las diferentes temperaturas máximas permisibles para las distintas uniones. Por ejemplo, la máxima temperatura permisible para uniones apernadas es 250°C, para uniones bronceadas es 450°C y 750 °C para uniones soldadas, según la norma británica BS 7430 1991 «Code of Practice for Earthing». Por lo tanto, si considerásemos una corriente de falla de 25kA y una duración de 1 segundo, se requerirían los siguientes calibres de conductores según cada tipo de unión:

Conexión	Apernada	Bronceada	Soldada
Temp. Máxima Calibre Conductor	250° C 152 mm ²	450°C 117 mm ²	700°C 101 mm ²

Claramente el método de unión empleado permite reducir costos mediante el uso de conductores de menor sección. Note, sin embargo, que la reglamentación adoptada debe revisarse en cuanto a que pueden citarse diferentes valores de la temperatura máxima permisible.

5.8 Facilidades para prueba e inspección

El acceso a las conexiones, puede facilitarse por medio de una cámara de inspección. Es prudente dejar una o dos cámaras de inspección en terreno sobre un electrodo horizontal para que posteriormente, si se requiere, pueda agregarse barras verticales.

Ahora se sugiere que las conexiones a secciones individuales importantes del sistema de tierra tengan una conexión de prueba accesible vía tales cámaras de prueba. La conexión debe tener una sección transversal circular alrededor de la cual pueda sujetarse una pinza de probador de impedancia. No se considera una práctica segura retirar las conexiones de pruebas mientras el sistema de tierra esta conectado al equipo energizado.

6. COMPORTAMIENTO DE ELECTRODOS DE TIERRA

El diseñador de un sistema de puesta a tierra se enfrenta normalmente con dos tareas:

- lograr un valor requerido de impedancia.
- asegurar que los voltajes de paso y contacto son satisfactorios.

En la mayoría de los casos habrá necesidad de reducir estos valores. Inicialmente, el diseñador debe concentrarse en obtener un cierto valor de impedancia. Este valor puede haber sido definido por consideraciones de protección. Los factores que influyen la impedancia son:

- Las dimensiones físicas y atributos del sistema de electrodos de tierra.
- Las condiciones del suelo (composición, contenido de agua, etc.).

El sistema de puesta a tierra consiste en un material conductor fuera del terreno (conductores de conexión, etc.), electrodos metálicos enterrados y el terreno mismo. Cada uno de estos componentes contribuye al valor de impedancia total. Nos referiremos en primer lugar a las componentes metálicas del sistema de puesta a tierra y al final del capítulo se discutirá la situación del terreno. Sin embargo, es importante reconocer que las características del terreno afectan fuertemente el comportamiento del sistema de puesta a tierra. La característica más importante del terreno es su resistividad, que se mide en ohm-metro.

El capítulo previo trata de las conexiones. Las resistencias de contacto en las conexiones y en las interfaces entre materiales claramente deben mantenerse prácticamente en un mínimo. Además, el metal usado para las conexiones sobre tierra debe tener buena conductividad eléctrica y la propiedad superior del cobre determina su uso en la mayoría de las instalaciones. El sistema de electrodos metálicos presentará una impedancia al flujo de corriente que consiste de tres partes principales. Estas son la resistividad del material del electrodo, la resistividad de contacto entre el electrodo y el terreno y finalmente una resistividad dependiente de las características del terreno mismo.

La impedancia metálica del electrodo es usualmente pequeña y consiste de la impedancia lineal de las barras y/o conductores horizontales. Influyen sobre ella las propiedades del metal usado y la sección transversal. En términos eléctricos, el cobre es superior al acero y por tanto ha sido tradicionalmente el material preferido.

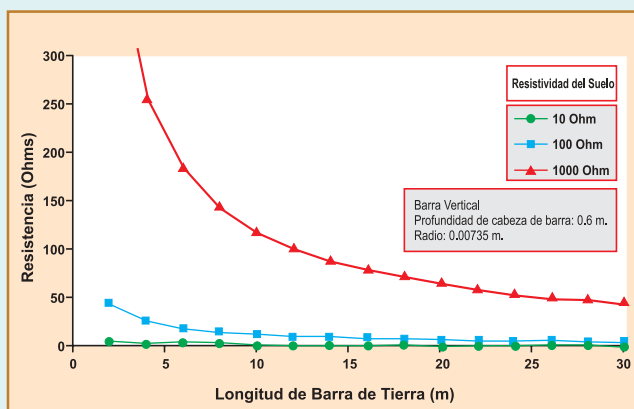
6.1 Efecto de la forma, tamaño y posición del electrodo

Una parte dominante de la impedancia se debe a la orientación física de los electrodos de tierra. Los gráficos de la Figura 6-1 a la Figura 6-6 ilustran el efecto que pueden tener los cambios en estas dimensiones sobre la impedancia y capacita al diseñador para estimar el mérito relativo de cada opción. Esto se discute con más detalle a continuación:

6.1.1 Incremento de la profundidad de enterramiento de una barra vertical en suelo uniforme

La Figura 6-1 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando la longitud de la barra enterrada. También muestra que el mejoramiento por unidad de longitud disminuye a medida que la barra aumenta. Sin embargo, el gráfico que ilustra el comportamiento en suelo uniforme no cuenta la historia completa. El decrecimiento en resistencia obtenido mediante una barra larga puede ser particularmente deseable en condiciones de suelo no uniforme. La Figura 6-2 demuestra el mejoramiento posible en la resistencia de electrodo cuando se incrementa la longitud de una barra en un suelo que consiste de tres capas. Las capas superiores son de resistividad relativamente alta hasta una profundidad de seis metros. La resistencia de la barra es alta hasta que su longitud supera estas capas, debido a la alta resistividad del suelo que la rodea.

RESISTENCIA vs. LONGITUD DE BARRA



Resistencia vs. Longitud de barra.

A medida que la longitud de la barra aumenta, la resistencia total baja más rápido. Esto se debe a la capa más profunda con mejores propiedades eléctricas. En este caso es clara la mejoría de comportamiento con cada metro adicional de barra instalada, mucho mayor a esta profundidad que para barra en suelo uniforme. Una vez que la barra alcanza aproximadamente 15 metros de longitud, hay poca diferencia en la resistencia de una barra en esta estructura de suelo, comparada con otra en un suelo uniforme de 50 ohm - metro de resistividad. Sin embargo, el mejoramiento por unidad con cada metro adicional instalado comienza a reducirse rápidamente en el caso de suelo uniforme.

En condiciones de suelo como los que se ilustra en la Figura 6-2, es importante que la sección superior de la barra tenga baja resistencia longitudinal ya que esta sección proporciona la conexión a la parte inferior del electrodo que lo mejora. Esto puede realizarse ya sea usando un sector superior de cobre sólido o plateado (con recubrimiento metálico) con una sección transversal incrementada.

En algunas condiciones de terreno, particularmente donde existe un área disponible limitada, el empleo de barras verticales puede ser la opción más efectiva, pero depende de la estructura del terreno.

Finalmente, es importante notar que las barras verticales otorgan un grado de estabilidad a la impedancia del sistema de puesta a tierra. Normalmente deben ser de longitud suficiente de modo que estén en o cerca de napas de agua (si existen a profundidad razonable en el lugar) y bajo la línea de congelamiento. Esto significa que la impedancia sería menos influenciada por variaciones estacionales en el contenido de humedad y en la temperatura del suelo.

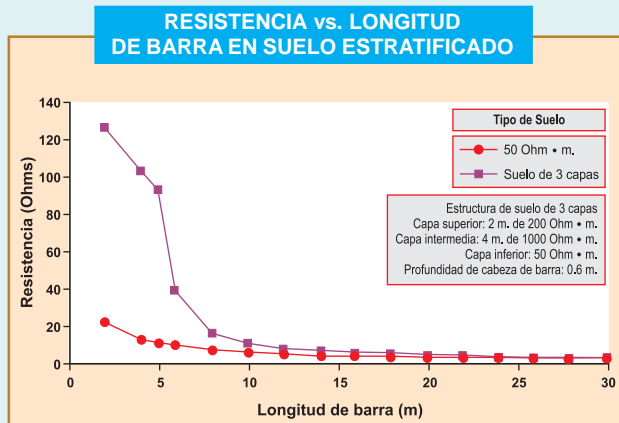


Figura 6-2

Resistencia vs. Longitud de barra en suelo estratificado.

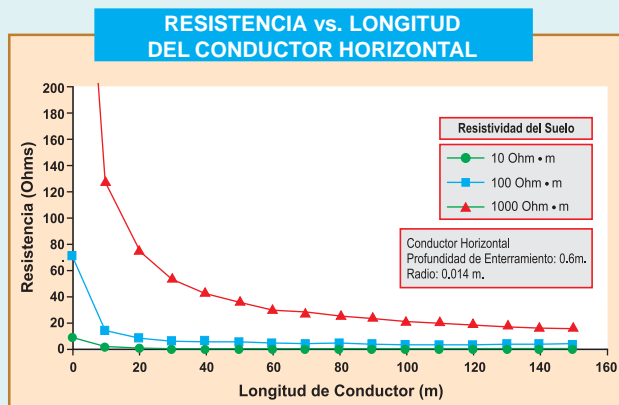


Figura 6-3

Resistencia vs. Longitud del conductor horizontal.

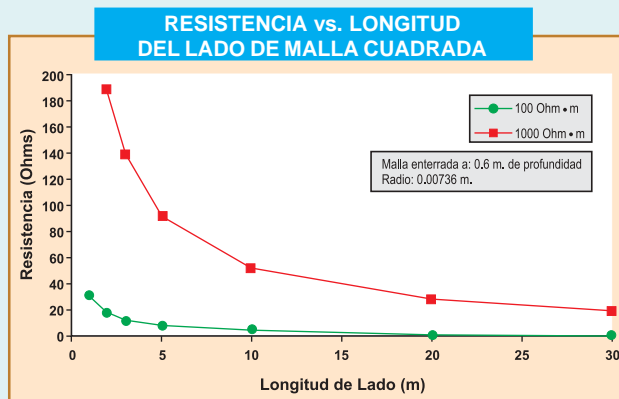


Figura 6-4

Resistencia vs. Longitud del lado de malla cuadrada.

6.1.2 Incremento de longitud de un conductor horizontal

La Figura 6-3 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad, incrementando la longitud de un electrodo de tierra tendido horizontalmente a una profundidad de 0,6 metros.

Debe notarse que el cálculo en este ejemplo no considera la impedancia lineal del conductor, de modo que los valores son optimistas en el caso de grandes longitudes. Normalmente, el mejoramiento por unidad de longitud disminuye a medida que la longitud del electrodo aumenta. Una cinta tendida horizontalmente se considera generalmente una buena opción, particularmente cuando es posible encaminarla en diferentes direcciones. Esto incrementa aún más la posible reducción, pero sin lograr superar un 50%. Para aplicaciones en alta frecuencia, incrementar de esta manera el número de caminos disponibles reduce significativamente la impedancia de onda.

6.1.3 Incremento de la longitud del lado de una plancha o malla de tierra cuadrada

La Figura 6-4 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando el área abarcada por un electrodo cuadrado. A pesar de mostrar que el mejoramiento por unidad de área disminuye, la reducción en resistencia resulta aún significativa. En realidad esta es frecuentemente la forma más efectiva para reducir la resistencia de un electrodo de tierra.

6.1.4 Incremento del radio de una barra de tierra

La Figura 6-5 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando el radio de la barra. Hay una rápida reducción en el beneficio por unidad de incremento en el diámetro, una vez que éste excede 0,05 metros, excepto en suelos de alta resistividad, donde el mismo efecto se aprecia a un diámetro de 0,2 metros. Normalmente, hay poco que ganar aumentando el radio de electrodos de tierra por sobre lo necesario de acuerdo a los requisitos mecánicos y por corrosión. Puede usarse tubos en vez de conductores sólidos para aumentar el área superficial externa, con un aumento moderado en el volumen del metal empleado. Sin embargo, el aumento en el costo de instalación puede contrapesar el mejor comportamiento. En condiciones de suelo rocoso, puede ser ventajoso

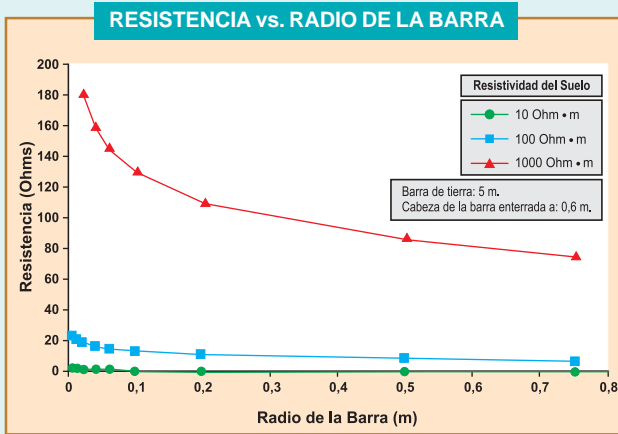


Figura 6-5
Resistencia vs. Radio de la Barra.

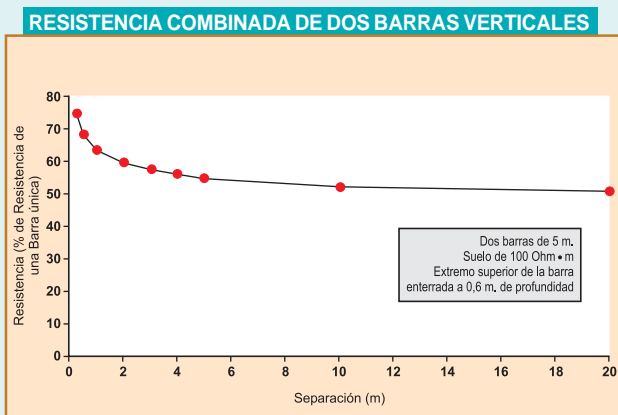


Figura 6-6
Resistencia combinada de dos Barras verticales en función de la separación entre ellas.

aumentar el diámetro efectivo del electrodo rodeándolo con material de menor resistividad que la roca, como se describe en el capítulo 14.

6.1.5 Profundidad de enterramiento

Este efecto proporciona sólo una reducción marginal en la impedancia, pero a un costo relativamente alto, de modo que normalmente no se considera. Debe recordarse sin embargo, que mientras mayor sea la profundidad de enterramiento, menores son los gradientes de voltaje en la superficie del suelo. En el interior de una subestación, se requiere un voltaje alto sobre la posición del electrodo, para minimizar los voltajes de contacto. Sin embargo, si un electrodo de tierra se extiende fuera de la subestación, entonces se requiere un voltaje bajo en la superficie del suelo para reducir los potenciales de paso. En algunos casos es ventajoso incrementar la profundidad de los electrodos para reducir el riesgo de electrocución a ganado vacuno, caballos y otros animales. Ellos son más susceptibles que los humanos a los voltajes de paso, por la distancia entre sus extremidades anteriores y posteriores. En el caso de barras, esto puede obtenerse instalando una envoltura plástica alrededor de uno o dos metros en el extremo superior de cada barra.

6.1.6 Efecto de proximidad

Si dos electrodos de tierra se instalan juntos, entonces sus zonas de influencia se traslapan y no se logra el máximo beneficio posible. En realidad, si dos barras o electrodos horizontales están muy próximos, la impedancia a tierra combinada de ambos puede ser virtualmente la misma que de uno solo, lo cual significa que el segundo es redundante. El espaciamiento, la ubicación y las características del terreno son los factores:

dominantes en esto. La Figura 6-6 muestra cómo la resistencia total de dos barras verticales de 5 metros de longitud, cambia a medida que la distancia entre ellas aumenta. De esta figura puede verse que las barras deberían estar separadas una distancia superior a 4 metros en suelo uniforme. Los cálculos de este tipo son la base para establecer la práctica de instalar electrodos a menos con una separación equivalente a su longitud.

6.2 Arreglos complejos de electrodos

En el caso de arreglos más complejos de electrodos, se requiere un análisis más detallado para tomar en consideración todos los factores anteriores.

Las figuras anteriores, excepto la Figura 6-2, ilustran el comportamiento en condiciones de suelo uniforme. Desafortunadamente, en la práctica no es usual encontrar condiciones de suelo uniforme. Un suelo multiestratificado es más frecuente. Por ejemplo, puede existir una capa superficial de tierra de moldeo (marga) o turba sobre arena, grava o arcilla. Más abajo aún el material puede cambiar a roca. Esto puede representarse como una estructura de suelo de tres capas, donde la resistividad de las capas aumenta con la profundidad.

En otro lado puede haber sedimento (cielo) o arena/gravilla y luego una napa de agua a pocos metros bajo la superficie. Esto puede formar una estructura de dos capas, con la resistividad de la napa de agua significativamente menor que aquella de la capa, superficial. La estructura real del suelo y las propiedades eléctricas de cada capa afectarán el valor de resistencia a tierra del electrodo y puede ser importante apreciar esto anticipadamente.

Los valores mostrados en los gráficos se obtuvieron usando software computacional que toma en cuenta la estructura del suelo y la geometría del electrodo. Además de calcular los valores para electrodos sencillos, este tipo de software puede aplicarse a arreglos complejos tales como aquellos que se describen en el capítulo 7. Sin embargo, existe formulación relativamente directa para lograr una predicción razonablemente precisa de la resistencia de electrodos en suelo de resistividad uniforme. Debe destacarse que distintos estándares utilizan formulación diferente y a pesar que a menudo estas proporcionan estimaciones de valores similares, esto no significa que se descuide el hecho de asegurar que se usa la formulación y el modelo correcto, dependiendo de las especificaciones de diseño y del estándar en que se basa.

En el caso de una barra, la fórmula es (BS 7430):

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln \left(\frac{8l}{d} \right) - 1 \right]$$

donde: R : resistencia de la barra (ohm)
 ρ : resistividad del suelo (ohm-metro)
 l : longitud de la barra (m)
 d : diámetro de la barra (m)

Para un conductor corto, enterrado horizontalmente, la fórmula es (BS 7430):

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln \left(\frac{4l^2}{dh} \right) - Q \right]$$

donde: R : resistencia del conductor enterrado horizontalmente (ohm)
 l : longitud del conductor (m)
 d : diámetro del conductor (m)
 h : profundidad de enterramiento (m)
 Q : 1,3 para conductores circulares (de sección)
 Q : 1,0 para conductores tipo cinta

En DIN VDE 0141 y en CLC TC 112, la fórmula anterior se simplificó a:

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \ln \left(\frac{2l}{d} \right)$$

6.3 Resistencia de contacto

Tanto en la formulación directa como en la simulación computacional, se supone que los electrodos de tierra están en perfecto contacto con el suelo que lo rodea. Para reducir esta resistencia de contacto a un mínimo valor, es importante asegurar que el material de relleno sea apropiado, como se describe en la sección 14. Claramente, las piedras grandes, secas, que rodeen el electrodo, tendrán un efecto perjudicial en su comportamiento. En realidad, en una instalación nueva, la resistencia más significativa probablemente sea la de contacto entre suelo y electrodo. Esto principalmente porque el suelo no está aún consolidado.

6.4 Resistividad del terreno

El factor restante de mayor importancia que afecta la impedancia del sistema de tierra es la impedancia del medio en el cual está situado el electrodo, es decir, el terreno.

Debido a que la resistividad del terreno es un factor de suma importancia en el comportamiento de electrodos de tierra, necesita discutirse en más detalle. La resistividad del terreno se expresa en [ohm-metro]. Esta unidad es la resistencia entre dos caras opuestas de un cubo de 1 metro por lado de tierra homogénea. El valor obtenido así es ohm-metro² por metro. Algunos valores típicos de resistividad se dan en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1		
Valores típicos de resistividad de diferentes suelos		
Tipo	Resistividad (ohm-metro)	
Agua de mar	0,1	1
Tierra vegetal/arcilla húmeda	5	50
Arcilla, arena y grava	40	250
Creta (tiza) porosa	30	100
Piedra caliza cristalina	300	
Roca	1 000	10 000
Roca ígnea	2 000	
Concreto seco	2 000	10 000
Concreto húmedo	30	100
Hielo	10 000	100 000

Los dos factores principales que afectan el valor de resistividad de suelo son la porosidad del material y el contenido de agua. Porosidad es un término que describe el tamaño y número de huecos dentro del material, lo cual está relacionado con su tamaño de partícula y diámetro del poro. Varía entre 80/90% en el sedimento de lagos, hasta 30/40% en el caso de arena y arcilla no consolidada y menos en piedra caliza consolidada.

Como se mencionó previamente, es muy poco frecuente encontrar terreno que puede describirse como terreno uniforme para propósitos de puesta a tierra. Estamos interesados en el terreno hasta una cierta profundidad, que corresponde a aquella hasta la cual pueden fluir las corrientes de falla a tierra. Puede ser una delgada capa de terreno superficial, si hay capas de roca más abajo. Cada capa de roca sucesiva puede tener menos grietas, ser más sólida y se esperaría que tuviese una resistividad mayor.

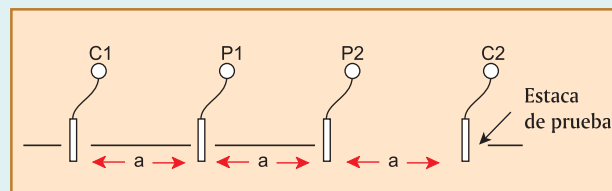
Si un electrodo se instala en la superficie, entonces la distancia, espesor y resistividad real de cada una de las capas serán factores importantes que afectan el valor de su resistencia a tierra.

La temperatura y el contenido de agua tienen una influencia importante en la resistividad del terreno y luego en el comportamiento del sistema de tierra. Un incremento en el contenido de agua provoca una reducción drástica de la resistividad, hasta alcanzar un 20% del nivel original cuando el efecto tiende a estabilizarse. Minerales y sales disueltas en el agua pueden ayudar a reducir aún más la resistividad, particularmente cuando éstas están produciéndose en forma natural y no terminan diluyéndose con el tiempo. El contenido de agua varía estacionalmente y es probable que origine variaciones en la impedancia del sistema de tierra. Aún cuando existe información respecto del efecto que esto tiene en barras individuales, no se puede aún garantizar el efecto en grandes subestaciones que abarcan una gran área. La resistividad tan alta del hielo (tabla 6-1) comparada con la del agua muestra por qué es necesario instalar los electrodos bajo la línea de congelamiento, en zonas heladas. Esta línea puede estar más profunda que los 0,6 metros típicos, en zonas montañosas.

6.5 Medida de resistividad del terreno

Es importante que la resistividad pueda verificarse en forma tan precisa como sea posible, ya que el valor de resistencia a tierra del electrodo es directamente proporcional a la resistividad del suelo. Si se usa un valor incorrecto de resistividad del terreno en la etapa de diseño, la medida de impedancia del sistema de tierra puede resultar significativamente diferente de lo planeado. Este puede, a su vez, tener serias consecuencias financieras.

La prueba se realiza tradicionalmente usando un medidor de tierra de cuatro terminales. Cuatro estacas se clavan en el suelo como se muestra en el diagrama, separadas una distancia "a" metros. La profundidad de cada estaca se trata de que no exceda "a" dividido por 20 y normalmente es inferior a 0,3 metros. Las dos estacas exteriores se conectan a los terminales de corriente C_1 y C_2 del instrumento y las estacas interiores, a los terminales de potencial P_1 y P_2 .



Es importante asegurarse que las estacas de prueba no están insertadas en línea con cables o tuberías metálicas enterradas, ya que estos introducirán errores de medida.

Si "R" es la lectura de resistividad del instrumento, en ohms, para una separación de "a" metros, entonces la resistividad aparente está dada por la siguiente fórmula:

$$\text{Resistividad} = 2 \pi R a \quad \text{ohm-metro}$$

El término "resistividad aparente" se usa ya que la fórmula anterior supone que el terreno es uniforme hasta una profundidad "a" metros bajo el punto central del esquema de medida. Nosotros podemos obtener información respecto de la estructura real del suelo tomando una serie de lecturas, incrementando "a" en pasos de 1 metro hasta una separación de 6 metros, luego en pasos de 6 metros hasta una separación de 30 metros. Para instalaciones de área muy grande, especialmente donde hay roca abajo, puede ser aconsejable lecturas a 50 m, 80 m y aún 100 m de separación de estacas. El instrumento empleado debe ser suficientemente preciso para medir valores de resistencia muy pequeños con estos grandes espaciamientos -del orden de 0,01Ω a 0,002Ω. Las medidas deben realizarse preferiblemente en un área de terreno razonablemente no perturbado. Típicamente los valores más bajos de "a" darán altos valores de resistividad de suelo porque ellas estarán fuertemente influenciadas por la capa superficial que normalmente drena el agua o su contenido de agua está reducido por el sol y/o el viento. A medida que la distancia "a" aumenta, la resistividad aparente normalmente se reducirá, a menos que exista roca subyacente.

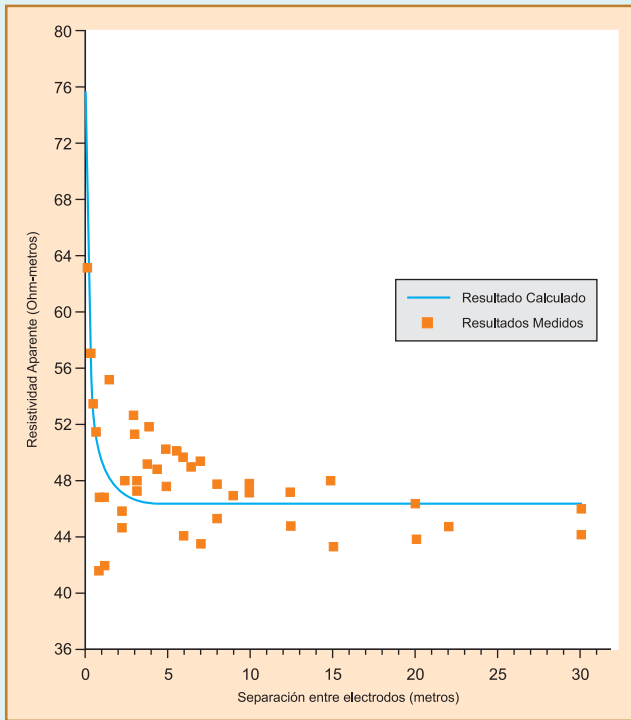


Figura 6-7

Resistividad aparente del suelo graficada en función de la separación de las estacas de prueba. Suelo relativamente uniforme.

Durante la realización de la medida se debe dibujar una curva de resistividad versus separación. Esta curva proporcionará información respecto de la estructura general del terreno en la localidad, identificando lecturas extrañas y ayudando a decidir cuántas medidas se requieren. Si hay grandes fluctuaciones en los valores medidos, es probable que las condiciones del suelo sean variables, la tierra ha sido compuesta o existen tuberías enterradas en el área. En tales casos, las medida deben tomarse en algunas direcciones transversales a través del sitio. Algunas de estas transversales deben ser en ángulo recto unas de otras, para permitir la identificación de interferencias de cables eléctricos cercanos.

Algunos ejemplos de curvas de resistividad de terreno se muestran en las Figuras 6-7 y 6-8. En la Figura 6-7, se han tomado diversas medidas en el lugar, existiendo variaciones entre ellas. El valor de la resistividad aparente es alto para pequeños espaciamientos y luego se reduce a valores dentro de una banda uniforme, razonablemente estrecha. El análisis computacional genera un modelo de dos capas donde la capa superior tiene 0,2 metros de espesor y tiene una resistividad de 126 ohm-metros. El material inferior tiene un valor de 47 ohm-metros (orientado hacia las lecturas mayores).

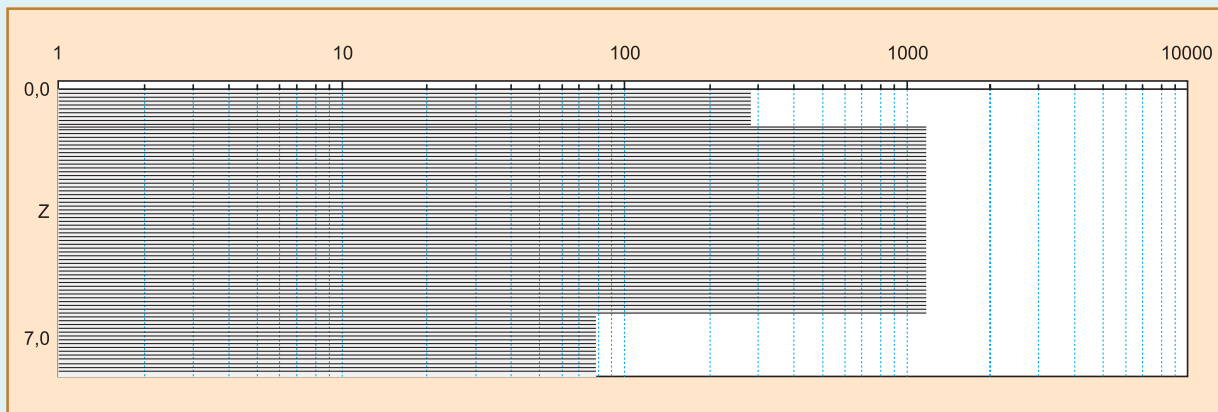
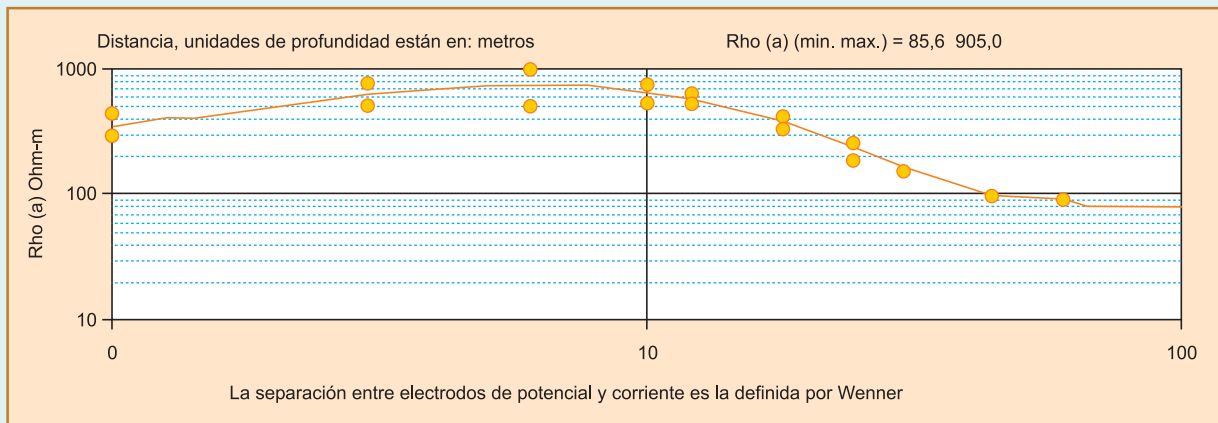


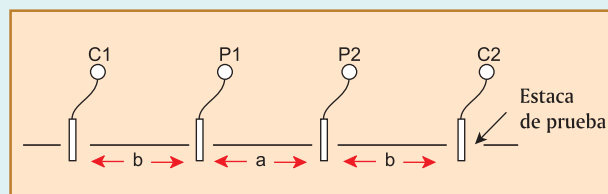
Figura 6-8

Resistividad aparente del suelo graficada en función de la separación de las estacas de prueba. Suelo de tres capas.

Para propósitos prácticos, se puede suponer un terreno uniforme de 47 ohm-metros, ya que el valor de la capa superficial cambiará a través del año. En el segundo ejemplo, (Figura 6-8), las lecturas son mucho más difíciles de interpretar y el análisis mediante programa computacional produce un modelo de tres capas. La capa intermedia tiene resistividad baja, de modo que se debiera usar barras verticales o electrodos horizontales instalados a una profundidad mayor que la normal. Se observa que las lecturas reales están a ambos lados de una curva promedio modelada con computador y tipifica la variación esperada en diferentes direcciones a través del mismo sitio. El modelo promedio de tres capas se usa normalmente para cálculos de puesta a tierra.

Las estacas de prueba no deben instalarse a menos de 5 metros de una subestación eléctrica, a menos que se tomen precauciones especiales. Los cables enterrados afectan las lecturas y si una falla a tierra ocurriese mientras se está efectuando la prueba, el gradiente de potencial cerca de la subestación puede ser suficiente para generar un riesgo de choque eléctrico para aquellos que están realizando la prueba.

El método de medida de resistividad de terreno descrito es el método *Wenner*, usando estacas equidistantemente espaciadas. Existen otros métodos a usar en situaciones más difíciles. Por ejemplo la técnica de *Schlumbergeri*; donde la distancia entre el instrumento y cada estaca de corriente es idéntica y lo mismo entre el instrumento y cada estaca de voltaje, pero diferente entre estacas de voltaje y corriente. Esto se ilustra a continuación:



En este caso la resistividad resulta:

$$\text{Resistividad} = \pi Rb \left(\frac{b}{a} + 1 \right) \text{ ohm-metro donde } b/a \text{ se acostumbra escogerlo número entero}$$

Empleando la configuración de *Wenner*, la interpretación de los valores de resistividad aparente resulta más directa, lo cual permite visualizar con facilidad la tendencia del gráfico de campo. También en este caso los instrumentos pueden ser de menor sensibilidad que los empleados con la configuración de *Schlumberger*, ya que a medida que se separan los electrodos de corriente, también lo hacen los de potencial.

Por su parte, la configuración de *Schlumberger* es menos sensible a las variaciones laterales de terreno o buzamiento de los estratos, debido a que los electrodos de potencial permanecen inmóviles. Además, la realización práctica de la medida es más ágil, ya que sólo se desplazan los electrodos de corriente.

También existen programas computacionales capacitados para calcular la resistividad del suelo cuando el espaciamiento entre estacas es arbitrario. Esto permite tomar lecturas de resistividad de terreno en lugares donde hay obstrucciones físicas (caminos, pavimentos, losa de concreto, etc.) que estorban la aplicación del método de *Wenner*. Finalmente, otro método para determinar la resistividad del suelo implica medidas de resistencia obtenidas a diferentes profundidades, cuando un electrodo de tierra penetra en la tierra (el método de medida, pero no cómo se interpreta la medida, se presenta en el capítulo 13). Las medidas se repiten en diversas ubicaciones alrededor de la subestación, y se emplea los valores promedio para determinar la resistividad del suelo y la estructura. Debido a efectos locales, este método generalmente no es tan preciso como el de *Wenner* u otras técnicas, pero puede ser el único método disponible en áreas urbanas.

7.1 Introducción

El capítulo 6 revisa las técnicas que puede aplicar el diseñador para reducir la impedancia del sistema de puesta a tierra, ya que en general esto mejora su comportamiento. Este capítulo se concentrará en el diseño más detallado, necesario para asegurar que se cumpla el criterio respecto de voltajes de paso y contacto, según las nuevas normas. Note que las corrientes de falla consideradas son mayores que aquellas normalmente previstas en instalaciones domésticas o comerciales, pero el comportamiento del electrodo debiera ser similar.

Para ilustrar el concepto diferente de diseño requerido, imagine que al diseñador se le ha solicitado asegurar que el electrodo de tierra tiene una impedancia de 5 ohms, de modo que pueda operar el equipo de protección. Si además suponemos que el suelo es uniforme en el sector, con 50 ohm-metro de resistividad, y las propiedades mecánicas del suelo son apropiadas, entonces el método más económico de conseguir este valor puede ser usando una simple barra vertical.

Por simulación computacional, mediante la fórmula de la sección 6.1 o usando el gráfico de la Figura 6-1, puede calcularse que una barra de aproximadamente 12,5 m de longitud proporcionará ese valor. Supongamos que el equipo que se protege por este sistema de tierra está contenido en el interior de un gabinete metálico de 3 m de longitud y 2 m de ancho. Si la corriente de falla prevista es 200 amperes, el potencial del electrodo y del gabinete claramente se elevará a 1000 V durante el tiempo que demora la protección en operar. Habrá un voltaje en la superficie del suelo, sobre el electrodo, el cual se reduce al alejarse de él.

Suponiendo que la barra de tierra se ha instalado en una esquina del gabinete, entonces los perfiles de voltaje en la superficie del suelo que rodea la barra serán como se muestra en la Figura 7-1 (note que la Figura 2-1 se basa en el mismo ejemplo y muestra la situación en tres dimensiones).

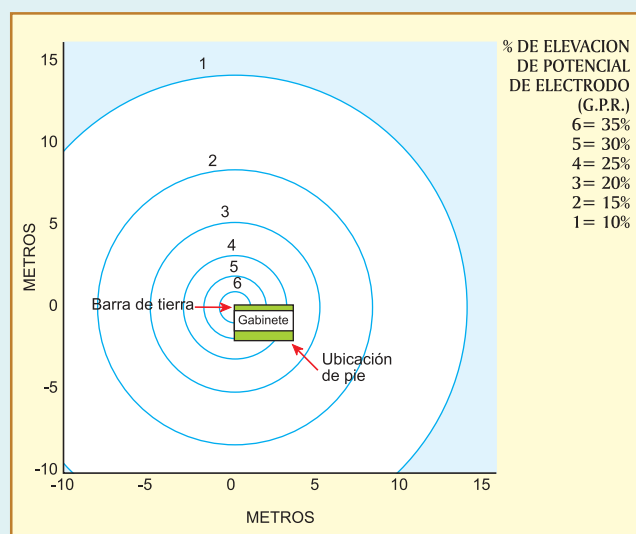


Figura 7-1

Potencial en la superficie del suelo en torno a un gabinete con puesta a tierra de barra simple.

Estos perfiles se forman al suponer que la corriente de falla fluye uniformemente en el terreno que rodea a la barra y los contornos de potencial resultan marcando las posiciones de igual voltaje a lo largo de cada trayectoria de corriente (las líneas equipotenciales en todas las figuras se muestran como porcentaje del alza de voltaje real del electrodo (GPR)). Una persona que toque la esquina opuesta del gabinete, con su pie un metro más retirado, (es decir, en la posición mostrada en la figura 7-1) experimentaría una diferencia de potencial entre mano y pie, de 784 volts.

Como se mencionó en el Capítulo 2, el voltaje de contacto permitido depende de la norma relevante y del tiempo tomado por el sistema de protección para desconectar el circuito fallado. Claramente, una simple barra no proporciona un sistema de tierra bien diseñado, pero precisamente es el tipo que tradicionalmente se ha usado en el pasado. Otro método tradicional era usar una placa; para propósitos de comparación, la Figura 7-2 ilustra los perfiles de voltaje que resultarían si en vez de la barra vertical se usara una placa cuadrada de 900 mm por lado, enterrada a 0,6 metros de profundidad. Esta placa tendría una impedancia de 17 ohms. Las líneas equipotencialmente tienen forma elíptica cerca del electrodo y se transforman en circunferencias al alejarse de él. Para un flujo de corriente de 200 amperes, el potencial de contacto en la esquina del gabinete ahora es de 3060 volts. Este mayor valor se debe a la mayor impedancia de la placa comparada con la barra.

7.2 Sistemas de electrodos de área pequeña

Si se usan los tipos de electrodos anteriores como la tierra principal para una instalación domiciliar residencial, puede ser suficiente. La corriente de falla prevista debiera ser menor que 200 amperes, de modo que la elevación de voltaje podría reducirse significativamente y de la misma manera el voltaje de contacto. Además, la muralla de la casa normalmente es no-conductiva y la conexión al electrodo de tierra es aislada. Así, es improbable que una persona pueda experimentar un voltaje de contacto del tipo ilustrado. Debiera notarse que el tiempo de despeje de la falla puede ser bastante más largo y por lo tanto el voltaje de contacto permitido, menor.

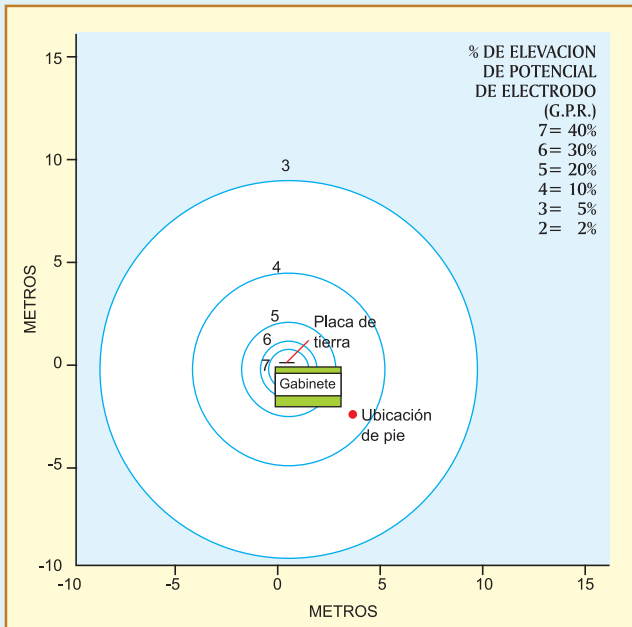


Figura 7-2

Potencial en la superficie del suelo en torno a un gabinete con puesta a tierra de placa única.

En una instalación comercial o industrial, la corriente de falla prevista será mayor y el límite de voltaje de contacto puede ser excedido con electrodos como aquellos de las Figuras 7-1 y 7-2. En la subestación de una compañía eléctrica, la corriente de falla ciertamente en la mayoría de los casos excede 200 amperes - algunas veces por un factor de 10 ó de 100. Aún si en una subestación eléctrica la protección opera en menos de 0,2 segundos, puede haber problemas de voltajes de contacto (y de otro tipo) si se usara el tipo de electrodo de la Figura 7-1 o el de la Figura 7-2.

Para mejorar la situación, puede instalarse en el terreno un electrodo perimetral (o graduador de potencial) situado aproximadamente a un metro de distancia del

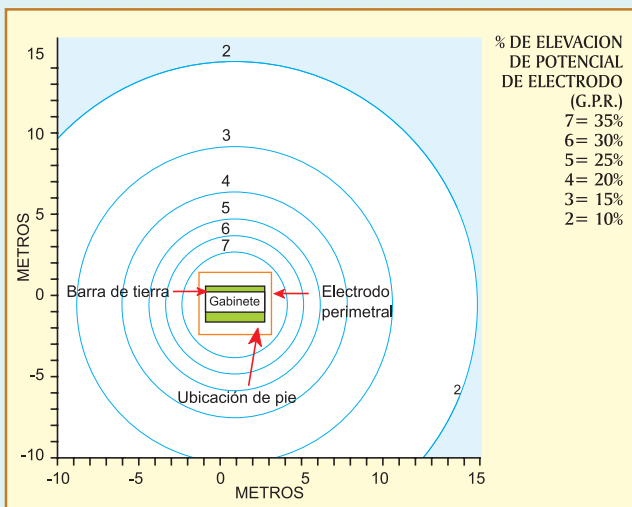


Figura 7-3

Potencial en la superficie del suelo en torno al gabinete con barra simple y electrodo perimetral (graduador de potencial).

gabinete, enterrado a 0,5 metros. Este conductor se llama algunas veces un anillo de guarda. El perfil de voltaje en torno al gabinete, para la misma corriente de falla de 200 amperes, se muestra en la Figura 7-3. En este caso, con la barra simple y el conductor perimetral, la impedancia se reduce a 3,17 ohms. El voltaje de contacto se reduce ahora a 182 volts. Si el mismo conductor perimetral se aplica al ejemplo de la placa, la impedancia se reduce a 4,9 ohms y el voltaje de contacto alcanza 307 volts. Claramente el electrodo perimetral ha mejorado la seguridad de la instalación.

Esta es la manera básica en que deben diseñarse los sistemas de tierra para cumplir con las nuevas normas. El electrodo perimetral limita el voltaje de contacto que puede ser aplicado, aplanando el gradiente de potencial en la vecindad del gabinete. Además, reduce la impedancia del electrodo y la elevación de potencial, en los ejemplos anteriores. Cualquiera de estas configuraciones puede ser aceptable en una instalación comercial o industrial. En este caso el conductor perimetral del sistema de electrodos también proporciona la graduación de potencial necesaria para reducir el voltaje de contacto. Para obtener esto es posible tener electrodos separados como se discute en la sección 7.3 siguiente.

Para subestaciones eléctricas pequeñas, un diseño mejor se consigue usando un bucle de conductor horizontal como electrodo perimetral y ubicando barras verticales en cada una de las cuatro esquinas. Estas pueden ser más cortas que el ejemplo anterior; típicamente de 3 metros de longitud. Este esquema puede proporcionar un sistema de puesta a tierra más eficiente en un suelo uniforme de 50 ohm-metro y entrega una impedancia de 3,7 ohm. El voltaje de contacto sería de 175 volts.

7.3 Sistemas de electrodos de área media

Los sistemas de área media se encuentran típicamente en subestaciones eléctricas. Debe, anotarse que hay otros componentes del sistema de puesta a tierra asociado con subestaciones que también necesitan considerarse. Por ejemplo, es usual conectar al sistema de puesta a tierra barras de acero reforzado de estructuras de construcciones, cimientos o pilares, la pantalla metálica de cables subterráneos y el cable de tierra de líneas áreas. Las consideraciones individuales para estos componentes va más allá del alcance de este libro, que se concentrará sólo en el electrodo de tierra instalado en la subestación.

En diseños antiguos, no es extraño encontrar arreglos de electrodos tales como aquel de la Figura 7-4. Como en el caso anterior; el principal objetivo de este diseño era obtener un valor específico de impedancia a tierra. El diseño está basado en barras de tierra verticales, y en el conocimiento de que se hace un uso efectivo del área colocando barras de tierra separadas aproximadamente a la misma distancia que su longitud. Luego, electrodos horizontales interconectan estas barras y así disminuye aún más el valor de impedancia a tierra.

Este concepto fue la partida de los modernos diseño de malla, pero en esta primera etapa, no se sabía que las barras en el interior del área tienen poco efecto. Debido al diseño de tipo radial, el comportamiento del sistema puede comprometerse seriamente si ocurre corrosión en cualquiera de las diferentes conexiones.

Finalmente, hay áreas indicadas en la Figura, donde los voltajes de contacto pueden ser excesivos. Estas áreas están entre las líneas B-C, D-E, F-G y H-I. Si una estructura metálica expuesta conectada al sistema de tierra estuviera presente aquí, los potenciales de contacto podrían exceder los valores permitidos. Para ilustrar lo anterior, se muestran en la figura los perfiles de voltaje en la superficie del suelo, nuevamente como porcentaje del potencial de malla o GPR.

Un diseño moderno se muestra en la Figura 7-5. Está basado en los siguientes principios.

- Un bucle efectivo, formado por un conductor perimetral.
- Buena interconexión entre los electrodos y equipos importantes de la planta.
- Uso económico de material de buena calidad.
- Control de potenciales en toda el área.

El electrodo perimetral se ubica ya sea 2 metros hacia el interior de la reja o bien 1 metro afuera

Se conectan barras a tierra verticales al electrodo perimetral. Este electrodo recoge o distribuye la mayor parte de la corriente de frecuencia industrial y es un componente clave del sistema de tierra. Puede ser de mayor sección (calibre) que el que se usa enterrado en el interior de la subestación. A menudo será de cinta de cobre para aprovechar su mayor área superficial, comparado con conductor retorcido (con hebras) de área transversal similar. Las barras verticales se conectan a este electrodo para mejorar su comportamiento y permitir cierto grado de seguridad frente a variaciones estacionales tales como cambios en el nivel de la napa de agua. Donde exista la posibilidad de robo o daño contra terceras personas, el conductor perimetral puede cubrirse en concreto a intervalos regulares. Cierta

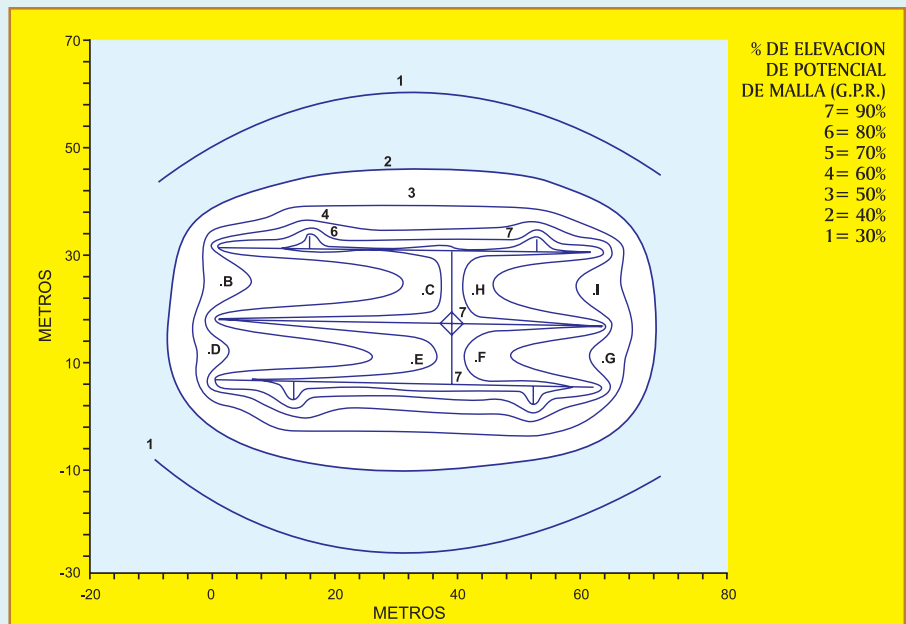


Figura 7-4

Potencial en la superficie del suelo en torno y en el interior de una subestación con diseño antiguo que incorpora barras y electrodos horizontales.

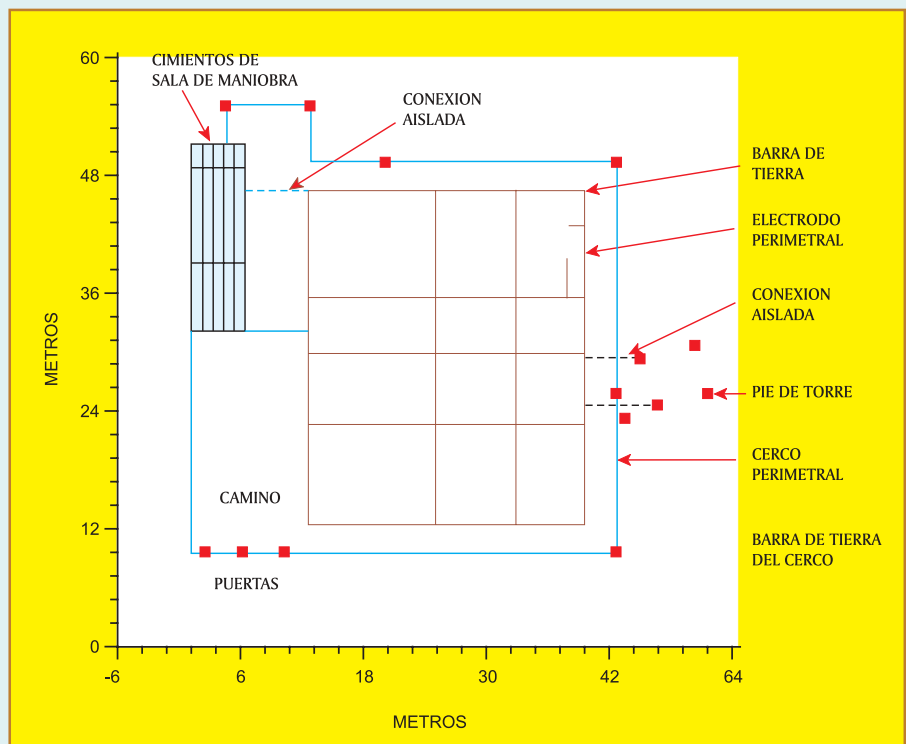


Figura 7-5

Arreglo moderno del tipo malla, para puesta a tierra de subestación.

número de conductores transversales se instalan en el área, separados del orden de 10 metros. La separación real dependerá de las condiciones del suelo, de la corriente de falla y de la elevación prevista del potencial de tierra.

Las conexiones cruzadas cumplen dos funciones. La primera es permitir que todas las estructuras metálicas expuestas puedan conectarse entre sí y prevenir diferencias de potencial entre ellas. La segunda función es proporcionar un control de potenciales en la superficie dentro del área, para reducir los voltajes de paso y contacto. Los conductores transversales se conectan normalmente en cada intersección y en cada extremo del electrodo

perimetral. Si el conductor perimetral está ubicado 2 metros al interior de la reja, pero existe alguna razón para pensar que el voltaje de contacto en la reja puede ser excesivo, entonces puede instalarse un conductor de control de potenciales un metro fuera de la reja. Este debiera conectarse a la reja, pero no a la malla de tierra. Debido a que este electrodo no será requerido para llevar una corriente significativa, puede tener una sección transversal pequeña. Esta opción es costosa, principalmente debido a la excavación adicional involucrada. Es más frecuente combinar el rol de conductor perimetral y de conductor de control de potencial de la reja, y extender el electrodo fuera de la reja.

Todos los electrodos están interconectados, para confirmar un alto grado de seguridad: una falla mecánica o corrosión de uno o más conductores no afecta seriamente el comportamiento del sistema de tierra. Esto es un hecho importante, ya que el sistema de electrodos no puede verse, está instalado posiblemente en un ambiente corrosivo y debe comportarse adecuadamente durante un largo período de tiempo.

Este tipo de diseño usa más cobre, pero lo usa efectivamente. Debe tenerse cuidado en la elección del material utilizado, ya que es posible que experimente corrosión química o electroquímica. El empleo de metales diferentes puede incrementar este riesgo, por lo tanto el cobre se usa a menudo por todos lados.

En este ejemplo la reja está puesta a tierra mediante barras en cada esquina y cerca del cruce de la línea área. Las tierras de la reja son independientes de la malla de tierra. Sin embargo, si el electrodo perimetral de la malla está fuera de la reja, es usual conectar la reja al sistema de puesta a tierra principal.

Las precauciones de diseño indicadas anteriormente aseguran la satisfacción del criterio referente a voltajes de paso y contacto. El perfil de voltaje en la superficie del suelo se muestra en la Figura 7-6. Una inspección de este perfil muestra que el potencial de superficie en el área sobre el electrodo principal está entre 70 y 90% del GPR. Esto significa que los voltajes de contacto están entre el 30 y el 10% del GPR. Puede existir aún la necesidad de reducir la impedancia del sistema de electrodos. Por ejemplo, actualmente se requieren precauciones adicionales si la GPR está sobre 430 volts (circuitos de baja confiabilidad) ó 650 volts (circuitos de alta confiabilidad). En algunas oportunidades es ventajoso extender el sistema de puesta a tierra de modo que la elevación de potencial de tierra se reduzca suficientemente sin exceder estos límites. Las dos opciones principales son usar largas barras verticales en el conductor perimetral o extender el sistema de tierra más afuera para encerrar un área mayor. El tipo de mejoramiento posible por estos métodos puede ser estimado en base a lo indicado en el capítulo 6.

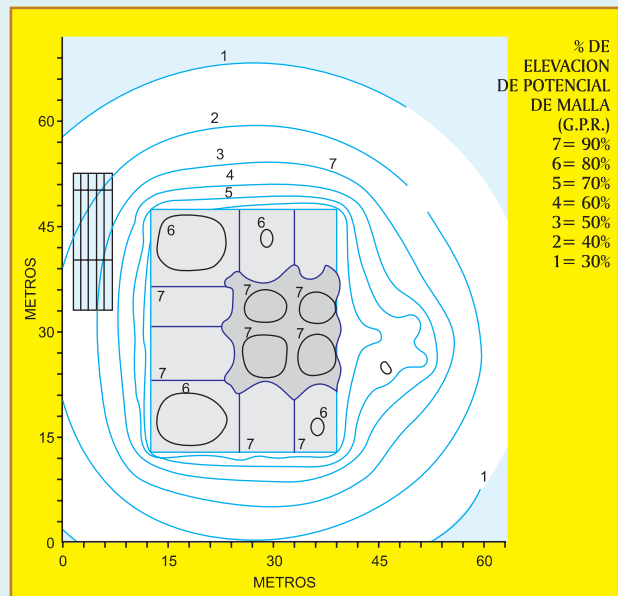


Figura 7-6
Potencial en la superficie del suelo en torno y sobre un arreglo de puesta a tierra moderno tipo malla.

7.4 Instalaciones que requieren atención más específica

Los diseños anteriores se han referido al comportamiento a frecuencia industrial (50/60 Hz.) y a los arreglos de electrodos más comunes. Sin embargo, se sabe que hay muchas circunstancias en que son necesarias consideraciones adicionales. Algunas de estas situaciones se describen a continuación.

7.4.1 Instalaciones de telecomunicaciones

Debido a la altas frecuencias involucradas, se requiere en este caso un diseño diferente para la malla dipuesta a tierra. Su objetivo es maximizar la cantidad de conductor en la vecindad inmediata de la estructura. Lo anterior se logra mediante un diseño similar al mostrado en la Figura 7-7, que fue usado en una radio estación de

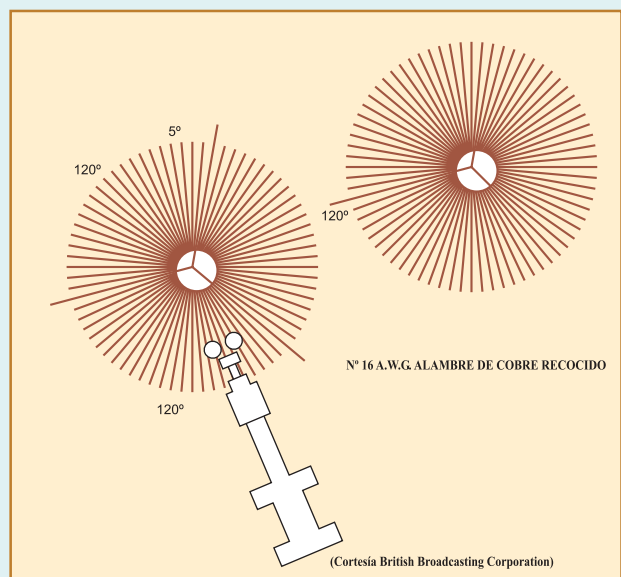


Figura 7-7
Sistema de puesta a tierra para una radio estación de onda media

onda media. Se han instalado largos alambres delgados en forma radial desde el mástil de comunicación. Se instalaron a una pequeña profundidad usando un arado. En radio estaciones de alta frecuencia se requiere una tierra local pero generalmente no es tan grande como la necesaria en el caso de onda media.

7.4.2 Desviadores de onda

Estos dispositivos se usan para proteger el sistema eléctrico en el interior de edificaciones (típicamente se sitúan a la entrada del alimentador al edificio), para proteger un equipo individual en una instalación y para proteger equipo en el interior de una subestación eléctrica. Cuando el dispositivo opera, desvía a tierra parte de la corriente para reducir la cresta de la onda de voltaje, que de otro modo podría dañar el equipo que se requiere proteger. La corriente que fluye a través del desviador de onda no es sinusoidal y al transformarla en componentes de Fourier, exhibe componentes de alta frecuencia en su forma de onda.

La conexión desde el desviador de onda a tierra y al sistema mismo de electrodos tiene una impedancia predominante resistiva pero también tiene una componente inductiva. Esta inductancia es especialmente importante a altas frecuencias, donde la componente inductiva de la elevación de voltaje puede ser considerablemente mayor que la componente resistiva. Este efecto puede reducir drásticamente la eficiencia del desviador de onda. Para contrarrestar este efecto, se necesitan arreglos especiales de puesta a tierra. Por ejemplo, el conductor que conecta la tierra del dispositivo al sistema de puesta a tierra debe ser tan corto y recto como sea posible. En la mayoría de los casos se instala un electrodo de tierra separado, inmediatamente junto al dispositivo y conectado directo al desviador de onda. Esta conexión es adicional a la conexión normal al sistema de puesta a tierra principal.

7.4.3 Reactores y convertidores CA. a CC.

Normalmente existen altos campos electromagnéticos asociados con estos aparatos. Estos campos pueden inducir altas corrientes en estructuras metálicas cercanas o en conductores de tierra. Se necesitan precauciones adicionales para prevenir corrientes de circulación inducidas. Un método es asegurar que tales equipos estén puestos a tierra sólo en un punto. Otra solución es usar soportes o cercos no metálicos en estrecha proximidad con estos aparatos. Donde se usan tiristores, pueden presentarse corrientes armónicas de alta frecuencia y puede ser necesario ubicar el electrodo de tierra cerca de esta fuente, para prevenir el surgimiento de diferencias de potencial relevantes.

7.4.4 Plantas de co-generación

Normalmente se necesita en este caso, arreglos especiales. En particular para permitir que la generación continúe cuando la alimentación eléctrica principal no está disponible. El método de puesta a tierra debe ser compatible con aquél de la red eléctrica, el cual puede estar puesto a tierra en un único punto o tener múltiples puestas a tierra.

En grandes instalaciones abastecidas mediante redes de alta tensión, se requerirá normalmente un sistema de puesta a tierra separada. Cuando falla la alimentación principal, el generador se desconectará de ésta y se incorporará el sistema de puesta a tierra separada. La generación será posible entonces en el modo "isla", con la instalación puesta a tierra conforme a las normas. En algunas situaciones, por ejemplo cerca de una gran subestación, puede ser posible compartir el sistema de puesta a tierra principal.

Cuando la planta esta conectada a la red de bajo voltaje, es posible algunas veces usar la tierra del sistema eléctrico en paralelo con aquella del generador.

En la mayoría de los casos se requerirá un sistema de puesta a tierra y las orientaciones dadas en este libro pueden ser aplicables para diseñar el arreglo de electrodos. Sin embargo, la necesidad de maniobrar la conexión de tierra y las precauciones que algunas veces son necesarias cuando varios generadores operan en paralelo, hacen que este sea un tema muy especial. Por ejemplo, puede usarse un transformador especial de puesta a tierra. Hay muchas recomendaciones disponibles y algunas de las fuentes principales están listadas en el capítulo 16.

En grandes centrales generadoras, tradicionalmente se ha hecho uso de las fundaciones de pilares que se requieren para sostener la planta. Estos pueden constituir electrodos efectivos, pero se requiere conectar cintas de continuidad en todas las uniones del pilar, para asegurar baja resistencia eléctrica. Estas instalaciones típicamente ocupan una gran área y es necesario considerar las pendientes de voltaje que ocurren a través del área y tomar las medidas para reducirlas.

7.4.5 Bancos de condensadores/transformadores de voltaje capacitivos

Los transitorios de maniobra desde el sistema de alta tensión verán a estos equipos virtualmente como un cortocircuito a tierra y serán dispersados a través de ellos con poca atenuación. La conexión de bajada y el electrodo enterrado deben diseñarse de modo que esto ocurra. Normalmente un electrodo de alta frecuencia independiente (barra) se instala inmediatamente adyacente al equipo. Además se hace la conexión a la mal la de tierra principal.

7.4.6 Equipo de maniobra encapsulado. (GIS)

Este tipo de equipo es muy compacto y ocupa una muy pequeña superficie de terreno, típicamente solo 10% a 15% de la superficie requerida por equipo exterior convencional con aislación de aire. La pequeña superficie disponible

usualmente coloca un límite inmediato al valor de impedancia que puede obtenerse en forma práctica. Sin embargo, hay factores adicionales asociados con las subestaciones encapsuladas que complican considerablemente la labor de diseño.

Estas son las siguientes:

- **ALTA CORRIENTE DE FALLA.** Debido al alto costo del equipo encapsulado, normalmente se usa en alta tensión. La corriente de falla a tierra a estos voltajes es alta - típicamente 20 kA o más, y esto coloca una demanda onerosa al sistema de puesta a tierra.

- **CORRIENTES ALTERNAS RESIDUALES.** El equipo encapsulado usa pantallas metálicas puestas a tierra alrededor de conductores de fase individuales. En estas pantallas se induce corriente en forma continua y es probable que una corriente alterna residual fluya en forma continua por el sistema de tierra. Existe actualmente preocupación de que estas corrientes alternas puedan causar corrosión acelerada, particularmente en electrodos de acero.

- **CORRIENTES DE ALTA FRECUENCIA.** La naturaleza del equipo indica que puede ocurrir un transitorio de maniobra mientras se interrumpe la corriente eléctrica. Estos transitorios incluyen componentes de muy altas frecuencias. Como se ha mencionado previamente, el sistema de electrodos que se ocupa de corrientes de alta frecuencia es diferente de aquel para operación con 50/60 Hz. La solución citada más a menudo consiste en incrementar la densidad de electrodos de tierra en la vecindad inmediata. Sin embargo esto necesita acompañarse por arreglos específicos de terminación de pantalla y el alambrado de control debe ser instalado de modo de minimizar la interferencia inductiva. El diseño busca asegurar que las altas frecuencias estén confinadas al interior de las envolturas apantalladas, pero la presencia de interfaces (tales como terminaciones al aire, bushing de transformador) posibilita una oportunidad para que escapen.

También es importante asegurar que el diseño de la puesta a tierra no permita el flujo de corrientes de circulación, que puedan causar interferencia. El diseño del sistema de puesta a tierra para equipo encapsulado es entonces una tarea particularmente desafiante y la investigación actual debiera conducir a arreglos de puesta a tierra mejorados. En la actualidad, la recomendación general es conectar a tierra el equipo encapsulado en las siguientes posiciones:

- junto al interruptor.
- junto a los extremos sellados de cable.
- junto al bushing SF6/aire.
- junto a los transformadores de medida.

y en cada extremo de las barras (también en puntos intermedios, dependiendo de la longitud).

7.4.7 Puesta a tierra de cercos

Generalmente, por razones de seguridad y economía, se usa un cerco metálico para cerrar la subestación. Donde se use un cerco de metal desnudo, éste debe ser aterrizado. Esto es para prever la situación en que un conductor vivo (digamos una línea aérea) llega a quedar en contacto con el cerco o para prevenir la elevación de voltaje del cerco debido al acoplamiento con conductores vivos cercanos. Si no fuera puesto a tierra, pudiera ser posible que se energizara a un voltaje considerable, con implicaciones obvias sobre la seguridad. El hecho de que personas en general puedan tener acceso directo a estos cercos significa que es necesario tomar ciertas precauciones para evitar daño. El uso de cercos no metálicos (muros de ladrillos), generalmente de mayor costo, evita muchas dificultades. Los cercos con cubierta plástica se tratan de igual manera que cercos metálicos, debido a la posibilidad de desgaste de la cubierta plástica. Las puertas metálicas debieran conectarse en el extremo superior e inferior por conexiones flexibles al marco de puerta. Las siguientes prácticas se recomiendan por la *Electricity Association Technical Specification*.

7.4.7.1 Puesta a tierra independiente del cerco

Este es el arreglo más común, sin embargo no permite uso pleno del área disponible para instalar los electrodos. Se requiere un corredor de 2 metros de ancho entre el cerco y el borde del sistema de puesta a tierra (es decir, el conductor perimetral). Los equipos expuestos están situados entonces normalmente 1 metro hacia adentro del electrodo perimetral. El cerco se pone a tierra instalando barras de 3 metros en cada esquina, a cada lado de donde cruzan los conductores de líneas áreas de alta tensión y aproximadamente cada 50 metros a lo largo de los lados. Cualquier electrodo enterrado que pase bajo el cerco debe aislarse por una distancia de 2 metros hacia cada lado. Los marcos de puerta deben conectarse bajo tierra para prevenir voltajes de contacto que pueden ocurrir entre los dos soportes o entre las puertas abiertas.

7.4.7.2 Cerco conectado a la puesta a tierra de la subestación

Si el cerco está ubicado 2 metros hacia el interior del conductor de tierra del perímetro o cualquier estructura metálica expuesta, o si está situado totalmente dentro de la superficie cubierta por el sistema de tierra, entonces el cerco normalmente se conecta al sistema de puesta a tierra. Se requiere efectuar las conexiones a intervalos de

50 metros, en las esquinas del cerco y donde los conductores de líneas de alta tensión cruzan el cerco. Donde sea posible, es mejor extender el sistema de puesta a tierra de modo que el conductor perimetral esté 1 metro más afuera del cerco. Esto asegura que los voltajes de contacto sobre el cerco permanecen a un nivel bajo y simplifica considerablemente el diseño. El área de terreno agregada conduce a una menor impedancia de tierra, pero aumenta el riesgo de daño a terceras personas con el electrodo perimetral. Donde un cerco esté próximo a otro puesto a tierra en forma independiente, debieran ser eléctricamente separados, por ejemplo, por un cerco no metálico o por fijaciones aislantes.

En algunas situaciones, puede no ser conveniente conectar el cerco (por ejemplo, si esto provoca elevados voltajes superficiales durante fallas o si el cerco está próximo a equipo de terceros). Otra opción es colocar a tierra separadamente el cerco y luego instalar un conductor de control de potencial 1 metro fuera del cerco, conectándolo a éste a intervalos regulares. La elevación de potencial del cerco será menor que el voltaje del sistema de puesta a tierra principal y el conductor de control de potencial asegurará que los voltajes de contacto son bajos.

8. DISEÑO DE PUESTA A TIERRA EN EL INTERIOR DE EDIFICIOS

8.1 Introducción

En la actualidad existen más publicaciones sobre este aspecto de puesta a tierra que sobre cualquier otro y el propósito de este capítulo es proporcionar solo una visión global de los más importantes aspectos de puesta a tierra en el interior de edificios. Quién requiera una revisión más detallada puede referirse a las normas y libros indicados en el capítulo 16. También puede encontrarse material adicional en los libros que tratan el tema de Servicios en edificios.

El principal objetivo de las normas referentes al tema es proteger a las personas, la propiedad y otros seres vivos contra riesgos que provengan de la instalación eléctrica. La puesta a tierra es fundamental en la mayoría de las prácticas para obtener seguridad. El sistema de puesta a tierra debe proporcionar un camino directo a tierra para las corrientes de falla a la vez que minimizar potenciales de paso y contacto. La función secundaria es contribuir a reducir perturbaciones y servir como una referencia de voltaje común para equipo electrónico sensible. Sin embargo, con el creciente uso de este tipo de equipo, particularmente computadores, hay una mayor conciencia de la importancia de esta función secundaria del sistema de puesta a tierra. Esto está conduciendo a un consenso de opinión de que el sistema de puesta a tierra debe diseñarse como un sistema global tal que satisfaga los requisitos de seguridad y de comportamiento.

8.2 Arreglos TN-S típicos

La medida de protección más común es una conexión equipotencial puesta a tierra y desconexión automática de la alimentación. Las normas establecen tiempos máximos de desconexión para diferentes tipos de equipos. Para decidir qué tiempos son apropiados, tiene que considerarse también el arreglo de puesta a tierra externo a la propiedad, es decir, el de la red de alimentación. Esto es porque cualquier corriente de falla a tierra normalmente tiene que retornar al transformador de la fuente. La impedancia del bucle por tierra esta formada por la impedancia del sistema de puesta a tierra en el transformador de fuente, los conductores de tierra entre el transformador y la propiedad y la impedancia desde el punto de falla al punto de alimentación en la propiedad

La Figura 3-3 ilustra una alimentación TN-C-S típica y es el arreglo más común para nuevas y recientes alimentaciones de energía a instalaciones domésticas. En este arreglo los conductores neutro y de tierra se combinan en la red de alimentación. Sin embargo, ellos deben estar separados en el interior de locales.

La Figura 8-1 muestra un arreglo típico.

En la Figura a), el terminal de tierra principal se instala a la llegada de la alimentación de energía. Este se conecta al neutro de la alimentación y a la barra de tierra en el tablero de distribución del consumidor. Además, las tuberías de gas, agua y otros servicios que ingresan a la propiedad se conectan al terminal de tierra principal.

La conexión eléctrica directa de tubería de gas o de agua, que se extienda fuera de los límites de una instalación, a pesar de ser una práctica autorizada en otros países, en Chile actualmente no está autorizada por reglamento. La ordenanza señala que en estas condiciones "... deben insertarse partes aislantes en los elementos conductores unidos a la conexión equipotencial, por ejemplo coplas o uniones aislantes en sistemas de cañería, a fin de evitar las transferencias de tensiones a puntos alejados de la conexión".

Por lo tanto, el arreglo equivalente aceptado en nuestro país es el de la Figura b (neutralización) con varios requisitos particulares, entre los cuales está la recomendación de emplear el sistema de neutralización con interruptores diferenciales de alta sensibilidad efectuando la unión entre el neutro y el conductor de protección antes del diferencial.

Un conductor de protección (tierra de protección) acompaña cada circuito eléctrico que sale del tablero. En una instalación de alambreado normal, éste sería el alambre de tierra de cobre desnudo (sin aislación) que se encierra con los conductores aislados de fase y neutro en un cable con envoltura de PVC. Todas las partes de las estructuras metálicas conductivas expuestas se conectan entre sí para asegurar que no existan diferencias de potencial entre ellas durante condiciones de falla.

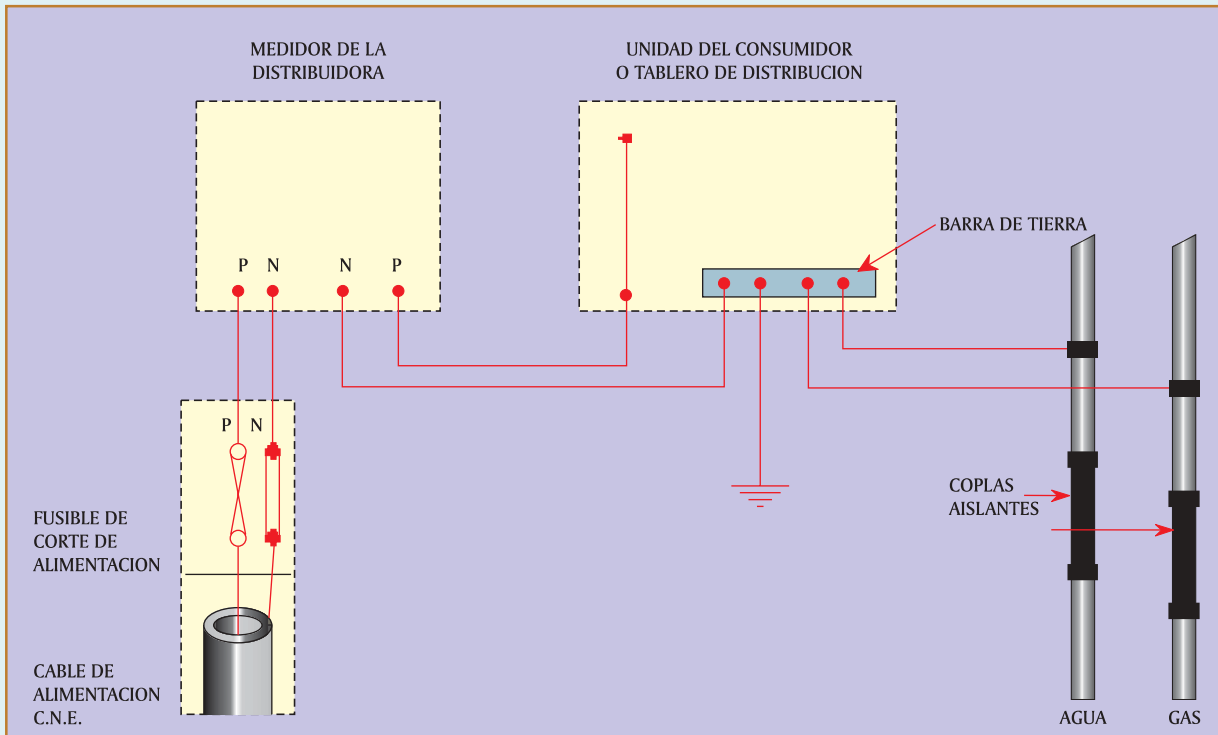


Figura 8-1

a) Arreglo de puesta a tierra TN-C-S en una instalación domiciliaria. Disposición propuesta por CDA.

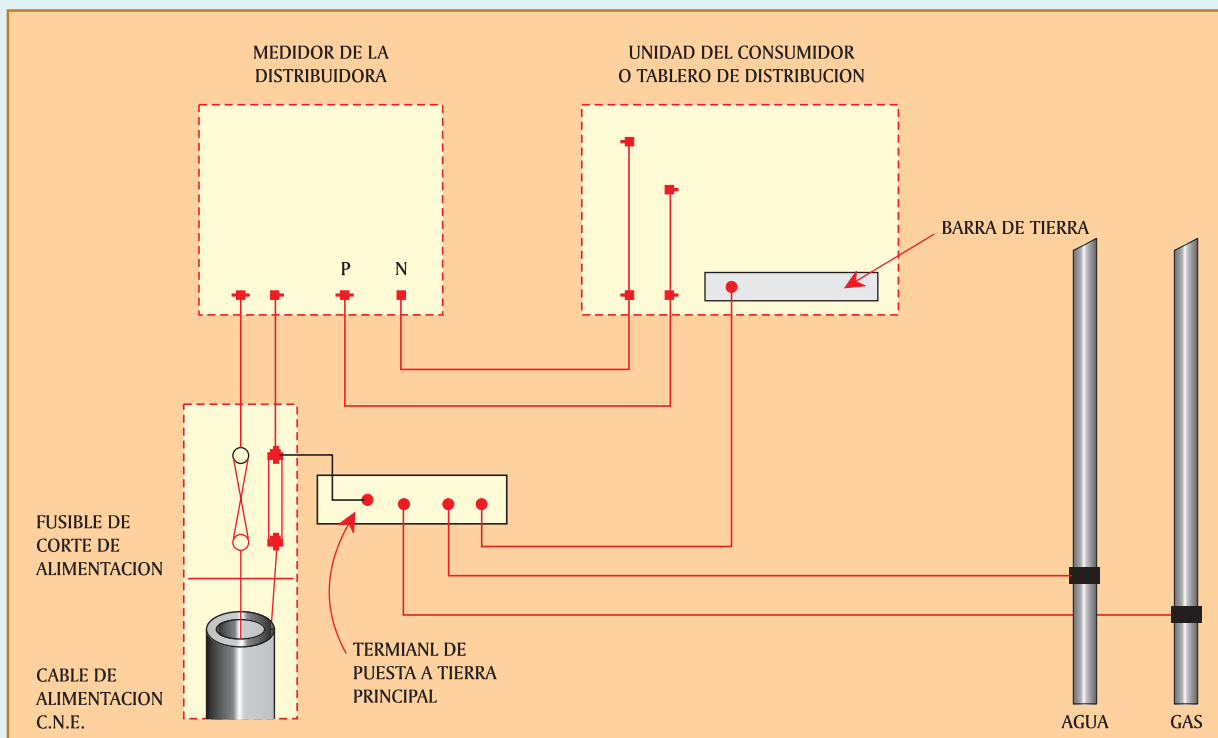


Figura 8-1

b) Arreglo de puesta a tierra TN-C-S en una instalación domiciliaria. Disposición aceptada por la reglamentación chilena.

consideremos una instalación más compleja, por ejemplo parte de aquella en el interior de una oficina o pequeña industria. En la Figura 8-2 se ilustra una disposición, con énfasis en el esquema de puesta a tierra. Los diferentes tipos de conductores de tierra se describieron en el capítulo 2 y ahora es la oportunidad de explicarlos en más detalle.

La disposición que muestra la Figura 8-2 a) es propuesta por la Copper Development Association, (CDA). La alimentación es TN-C, mientras que la instalación es TN-S. Hay un terminal de puesta a tierra principal que está conectado al neutro de la alimentación. Los conductores de protección y conexiones equipotenciales principales se regresan al terminal de tierra principal. El terminal de tierra principal actúa como el punto único de referencia y puede ser una barra, una placa o aún un conductor interno de cobre tipo anillo. Este debiera conectarse directamente a un electrodo de tierra efectivo y esta conexión debe ser de cobre ya que las normas no permiten el uso de aluminio o aluminio recubierto de cobre pues involucra riesgo de corrosión. El electrodo de tierra debe ubicarse tan cerca como sea posible del terminal de tierra principal.

Un conductor de protección acompaña a todos los conductores que llevan corriente. Si este conductor tiene una sección transversal de 10 mm² o menos, debe ser de cobre. Las conexiones equipotenciales principales se usan para conectar servicios que ingresan a la propiedad (tales como tuberías metálicas de gas o de agua). Similar al caso de la instalación doméstica, en esta situación igualmente no está autorizada en nuestro país la conexión eléctrica directa con tuberías de gas o agua. Debe instalarse una copla aislante, de extensión no inferior a un metro, al ingresar las tuberías al recinto de la instalación. El sistema interno de tuberías de distribución de agua, gas u otro, debe conectarse al terminal de tierra como cualquier otro elemento metálico expuesto (Figura 8-2 b). Los conductores de conexión suplementarios dan una indicación visible de que el equipo metálico expuesto está interconectado y se usan principalmente cuando no pueden obtenerse los tiempos de desconexión requeridos. Los conductores de protección de circuitos debieran ya asegurar esto, pero el enlace suplementario es normalmente más corto y así más directo. No se intenta que lleve corriente de falla, pero su dimensión mínima es tal que es como si llevara algo. Los conductores de conexión suplementarios pueden también usarse (si es necesario) para conectar partes metálicas externas tales como: escaleras, barandas, etc. Esto puede sólo ser necesario si la estructura metálica externa puede introducir un potencial (normalmente potencial de tierra) y quedará al alcance de partes conductoras del equipo.

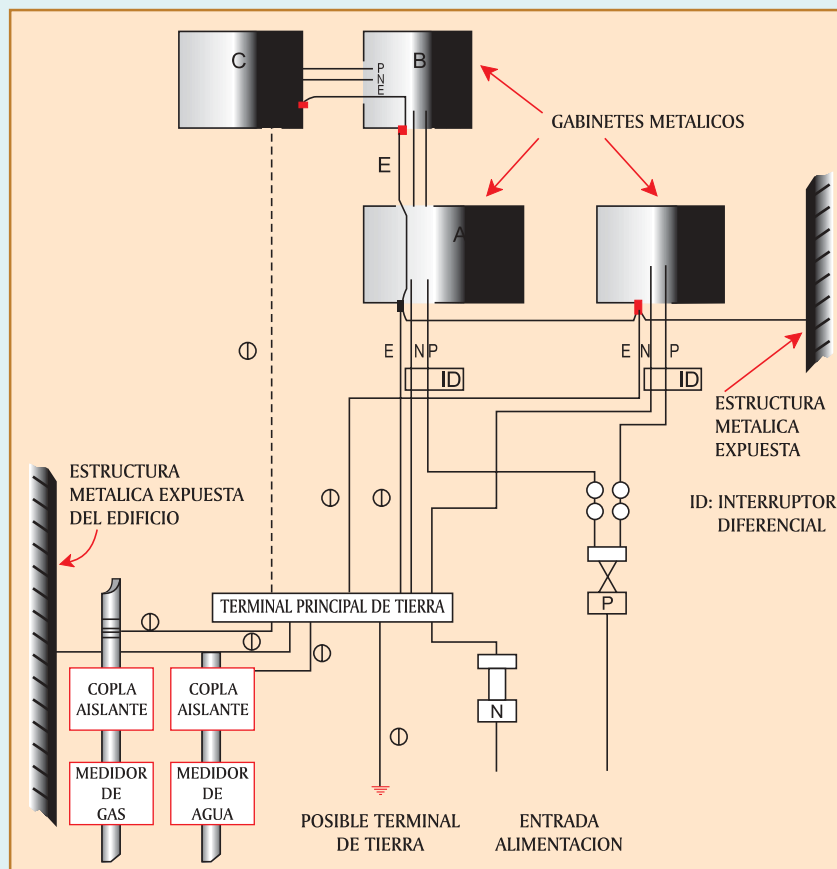


Figura 8-2

a) *Instalación TN-S típica en el interior de una propiedad comercial o industrial pequeña. Disposición propuesta por Copper Development Association (CDA).*

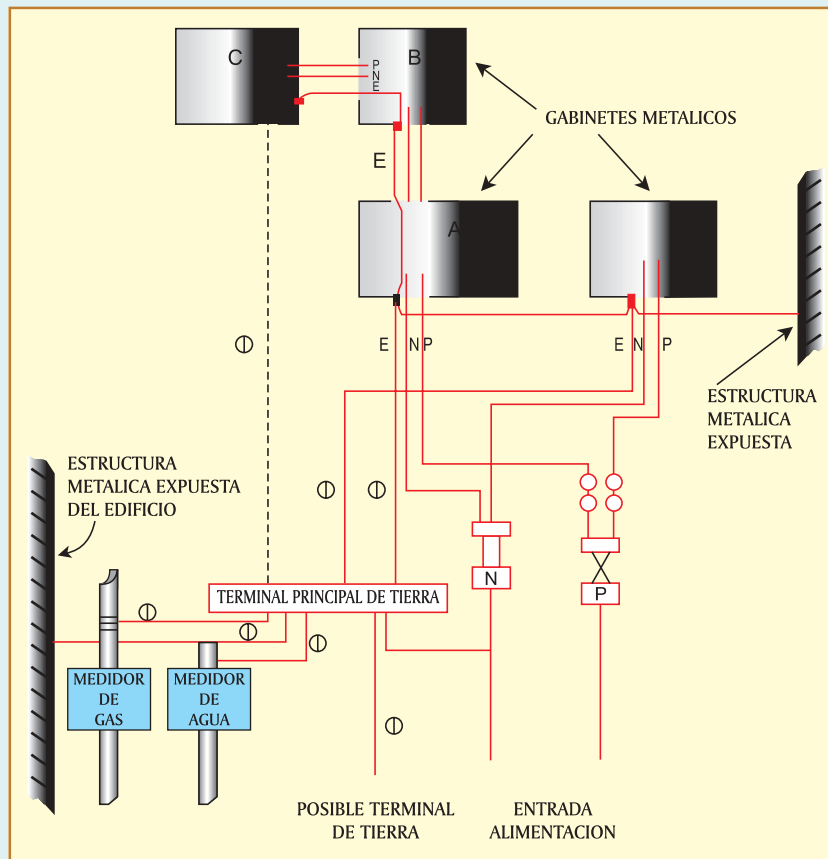


Figura 8-2

b) Instalación TN-S típica en el interior de una propiedad comercial o industrial pequeña. Disposición aceptada por reglamentación chilena.

El diseñador debe asegurarse que la impedancia del conductor de protección esté coordinada con las características del equipo de protección de modo que durante una falla a tierra, cualquier voltaje sobre equipo expuesto que pueda ser tocado simultáneamente sea de magnitud y duración tal que no produzca peligro. La elevación de voltaje en un área durante una falla tiene que limitarse a un valor establecido en las normas y este valor se determina colocando un valor mínimo de impedancia del bucle de tierra. Es esencial que los conductores de protección de cobre usados tengan área transversal suficientemente grande.

Note que las conexiones a tierra de carcasas metálicas deben ser agrupadas en un punto, para evitar que la corriente tenga que fluir por el metal de la misma carcasa. Esto puede crear interferencia. Donde van cables entre edificios, ellos deben entrar y salir en un punto y si es posible encaminarlos por ductos metálicos eléctricamente continuos. La armadura del ducto debe ser conectada al terminal de tierra principal. En este punto también puede requerirse protección contra ondas.

Se ha encontrado ahora que equipo tipo IT, tales como fuentes de potencia de computadores, son causantes de problemas particulares con arreglos de puesta a tierra del tipo tradicional. Este tipo de equipo tiene una conexión permanente a tierra y es una fuente de corriente de fuga a tierra que tiene un alto contenido de armónicas. Cargas rectificadas monofásicas producen armónicas impares, algunas de las cuales son aditivas en los conductores de neutro y tierra. Si suponemos que tal equipo está situado en las posiciones A, B y C en la Figura 8-2, entonces la ruta a lo largo del conductor de protección desde C al terminal de tierra principal puede ser larga, tendrá una impedancia y aparecerá una diferencia de voltaje entre la tierra y C y de ahí a otras partes. La inductancia del conductor de protección será especialmente importante cuando la diferencia de voltaje sea mayor para las corrientes armónicas que aquella a la frecuencia industrial. Esta diferencia de voltaje es probable que genere ruido (o interferencia) y finalmente un riesgo de choque eléctrico. Se producirá calentamiento y campos electromagnéticos radiados que también pueden causar interferencia. Una manera de reducir el voltaje en C es rutear un conductor de protección separado, adicional, directamente hacia el terminal de tierra principal o tan cerca de él como sea práctico. Este conductor preferiblemente debiera ser aislado y no instalarse en paralelo con cables o estructuras de acero. Una ruta tan directa como sea posible minimizará su impedancia. Además de la reducción de voltaje ganada por esta impedancia reducida, habría una reducción adicional debido a que la corriente de fuga asociada con el equipo en A y en B ya no seguiría la misma ruta. Esto se llama una tierra «limpia» y se muestra en la Figura 8-2. La tierra «limpia» podría sólo tomarse de un electrodo de tierra separado si éste a su vez esta conectado al terminal de puesta a tierra principal. Si este enlace no existe, el arreglo no cumple las normas y puede ser peligroso. Otros métodos de producir una tierra limpia incluyen el uso de

transformadores de aislamiento y acondicionadores de fase (típicamente un transformador de aislamiento junto con regulación de voltaje y algún filtrado de armónica).

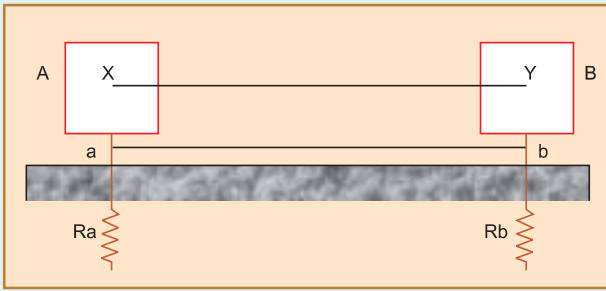


Figura 8-3

Problemas en la puesta a tierra que surgen cuando se interconectan equipos.

Como se mencionó previamente, es esencial seleccionar la sección transversal apropiada y para reducir interferencia no deseada hay una tendencia creciente a aumentar el tamaño de los conductores de protección para ayudar a reducir la interferencia en tales instalaciones. El costo de pérdida de datos y falla de equipo para los clientes a menudo es mucho mayor que el costo del capital inicial para mejorar el sistema de puesta a tierra.

8.3 Sistemas de puesta a tierra integrados

Generalmente no es posible tener un sistema compuesto de diferentes sistemas de puesta a tierra, ya que estos inevitablemente interactuarán y generalmente se acepta que un diseño integrado con una impedancia a tierra baja, es mejor que varias con valores de impedancia medianas. La Figura 8-3 ayuda a ilustrar por qué es necesario tener un diseño integrado. Se asume primero que los equipos en A y en B cada uno tienen su propio electrodo de tierra, y que los gabinetes o carcasas metálicas de cada uno están conectados a éste. Si una falla a tierra se desarrolla en A, entonces la corriente de falla fluirá a tierra vía Rb y el potencial de las partes metálicas expuestas, subirá. Si no hay conexión entre A y B, el equipo en B no será afectado.

Sin embargo, si existe la necesidad de tender un cable de comunicación (x-y) entre ambos lugares, y suponiendo inicialmente que éste tiene su pantalla puesta a tierra sólo en A, habrá una diferencia de potencial entre la pantalla y la carcasa en B que puede causar una descarga. Si la armadura del cable se conecta a una tierra de referencia de señal (el plano de tierra del equipo electrónico) en cada extremo, entonces puede resultar un daño importante debido a la diferencia de potencial y el flujo de corriente. Si la pantalla del cable se conecta a cada extremo, entonces fluirá corriente a través de ella y de Rb hacia tierra. La diferencia de potencial entre A y B dependerá de la magnitud de la corriente, la impedancia de la pantalla del cable y del valor de las impedancias individuales Ra y Rb. Note que aún cuando se usen cables de fibra óptica, debe tenerse cuidado ya que ellos a menudo incorporan pantalla metálica o alambre de tracción.

La manera aceptable para reducir la diferencia de

potencial es conectar ambas carcasas tan estrechamente como sea posible, usando diversas conexiones en paralelo. Esto incluye alambre de cobre de tierra, ductos y pantallas del cable, etc. Si A y B fueran edificaciones separadas, la forma preferida de conectar los sistemas de tierra es un electrodo en bucle horizontal aproximadamente 1 metro fuera de cada edificio, con varios electrodos interconectándolos.

Considere ahora que A y B están dentro del mismo edificio y que B ha sido provisto con la así llamada tierra «limpia». Durante operación normal el equipo en B no será afectado por interferencia en el sistema de puesta a tierra de A (suponiendo que es posible separarlas totalmente lo que es improbable). Sin embargo, durante condiciones de falla habrá una diferencia de potencial entre las carcasas (y posiblemente las tierras de referencia) en exactamente la misma manera que se describió antes. Por esta razón es normal conectar entre sí los dos sistemas de tierra, aunque algunas veces se arregla para que suceda sólo durante condiciones de falla.

8.4 Arreglos para reducir interferencias

El método básico es asegurar que las trayectorias de alimentación y retorno de las corrientes de falla están tan cerca como sea posible, ya que esto reduce el campo electromagnético generado. Esto se complementa con cables blindados y un conductor de protección que va junto a las fases. Si se usa cables de un solo conductor con conexión en un único punto, estos requisitos se satisfacen normalmente llevando un alambre de tierra junto a los cables. Una fuente de interferencia surge cuando el sistema de tierra forma bucles a través de los cuales puede circular corrientes de fuga y corrientes de falla. Un arreglo que limita el número de tales bucles y también proporciona un ambiente progresivamente más protegido en el interior de una edificación, se designa como

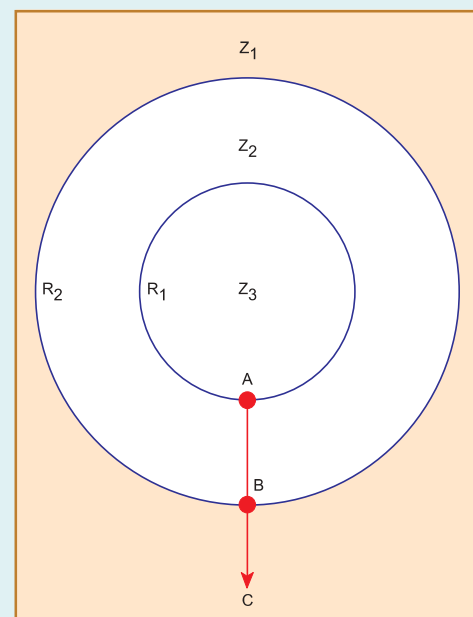


Figura 8-4

Arreglo tipo blindaje anidado.

un arreglo de blindaje anidado. A pesar de que este arreglo está relacionado principalmente con la protección de ondas, es relevante acá ya que también involucra zonas de puestas a tierra. La figura 8-4 muestra tres zonas. El equipo dentro de la zona 2 está conectado al conductor de tierra exterior y al blindaje. Este tiene una única conexión al electrodo de tierra principal. El equipo dentro de la zona 3 está conectado al conductor de blindaje / tierra que lo rodea y luego vía una conexión única al blindaje de la zona 2.

Este arreglo de blindaje progresivo produce y habilita diferentes grados de protección y, por ejemplo, de la zona 3 se esperaría normalmente que tuviera la menor interferencia y sería la ubicación de equipo eléctrico particularmente sensible o crítico. Los cables que pasan entre las zonas requieren conexiones especiales de modo que no se comprometa el diseño. Se requerirán unidades de protección de onda también en cada posición donde un cable pasa a través de un blindaje. Cualquier corriente de falla o corriente de interferencia inducida se transfiere al blindaje exterior y eventualmente al electrodo de tierra. Las fallas que ocurran son derivadas a tierra en la frontera más externa para minimizar el efecto en el equipo interno.

Otro arreglo diseñado para minimizar interferencia, mientras se asegure que el sistema de puesta a tierra está diseñado en una manera controlada, sin bucles, es el diseño híbrido ilustrado en la Figura 8-5. Se intenta minimizar áreas de bucles de tierra, tales como aquellas que pueden surgir con cableado entre pisos o áreas adyacentes. Este arreglo es particularmente aplicable a edificaciones construidas con materiales no-conductores.

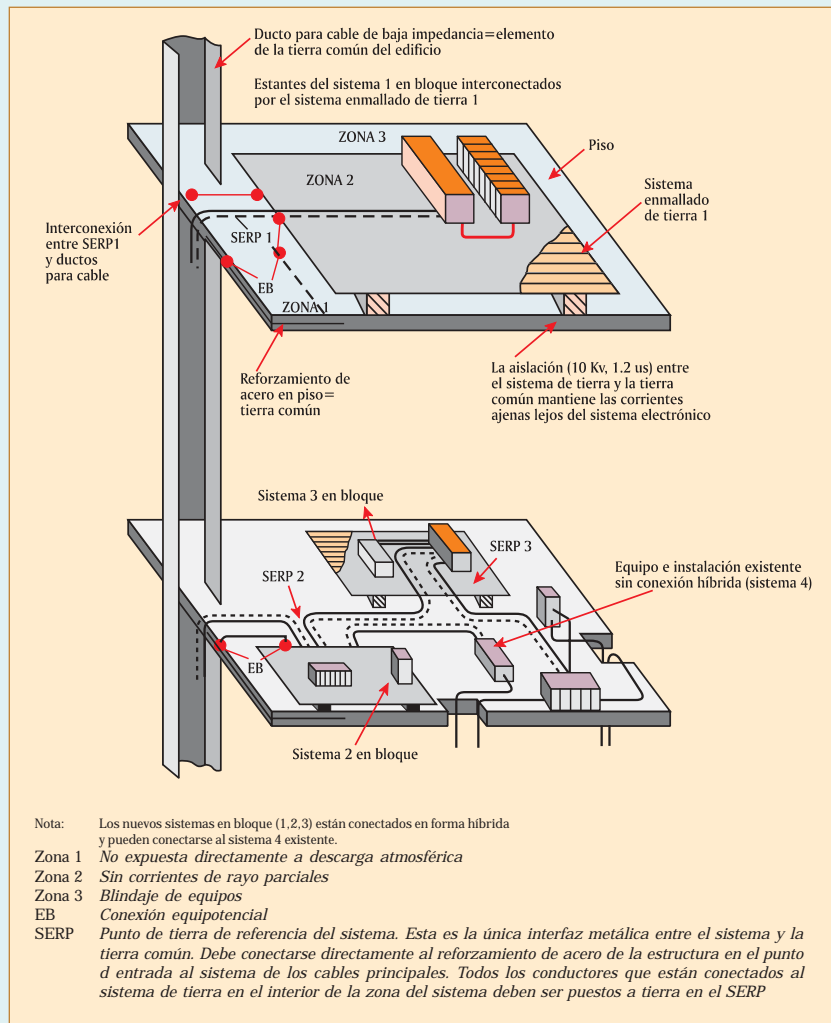


Figura 8-5
 Arreglo de sistemas de puesta a tierra híbrido para reducir interferencia (cortesía WJ Furse, basado en trabajo de Eric Montandon)

9. PROTECCION CONTRA DESCARGA ATMOSFERICA

9.1 Introducción

El principal propósito de un esquema de protección contra rayo es blindar un edificio, sus ocupantes y el equipamiento, de los efectos adversos asociados con una descarga de rayo. Estos efectos de otra manera podrían provocar fuego, daño estructural e interferencia electromagnética - llegando a daño en el equipamiento o choque eléctrico. Para comportarse correctamente, el esquema de protección debe capturar el rayo, conducirlo en forma segura hacia abajo y luego dispersar la energía en el terreno. Los componentes utilizados para habilitar esto son terminaciones en aire, conductores de bajada y de conexión y la terminación de tierra (o electrodo). Todos estos componentes se discuten con más detalle en este capítulo. La componente final, que no se trata aquí, es el equipo de protección de onda. Hay varios libros especializados en este tema donde existen disponibles recomendaciones detalladas, algunas de las cuales se señalan en el capítulo 16.

9.2 La formación del rayo

Se acepta generalmente que el rayo se crea por una separación de cargas eléctricas debido a la turbulencia del aire. Se piensa que la separación de carga se debe a la integración de gotas de lluvia, copos de nieve y cristales de hielo. Las nubes que contienen humedad suben y se enfrían al subir. Si la tasa de subida es gradual, normalmente resulta neblina y lluvia. Sin embargo, si la tasa de subida es sobre un cierto nivel, el efecto de enfriamiento será acelerado. Esto puede provocar grandes gotas de lluvia o aún granizo. La mecánica de la lluvia o granizada ayuda a provocar separación de cargas, llegando a generar una carga negativa en la base de la nube y carga positiva en la parte superior de la nube o en las partículas de hielo. Las diferencias de potencial subsecuentes creadas entre nubes o nubes a tierra pueden ser suficientemente altas de modo que se produce un rayo de nube a nube o de nube a tierra (descarga de rayo).

Las descargas nube a nube pueden causar interferencia eléctrica y algunas veces un daño significativo, pero es la descarga a tierra generalmente la más destructiva. Cuando la diferencia de potencial entre la base de la nube y el plano tierra/aire inferior excede el valor de ruptura dieléctrica del aire en la vecindad inmediata, el aire se ioniza y empieza una descarga, viajando aproximadamente a 2 metros por microsegundo. Sigue una trayectoria aleatoria, generalmente hacia abajo, hecha de pequeños pasos. Hay algún debate respecto de la forma en que los pasos se producen y el punto en el cual comienza el arco real, pero eventualmente el líder cargado negativamente se aproximará a tierra. A su vez, en la superficie de la tierra se inducirá carga positiva y en particular en las estructuras elevadas. Si el potencial es suficientemente alto en la tierra (o estructura elevada), entonces comienza aquí la ionización del aire y se creará un líder ascendente, cargado positivamente. Eventualmente los líderes cargados positivo y negativo se encontrarán, a menudo vía una ruta que parece azarosa, y se producirá la descarga de alta corriente, de corta duración, acompañada por ruido (trueno) y un relámpago brillante.

La cantidad de actividad atmosférica no es igual en todas las zonas; varía de acuerdo a varios factores, incluyendo ubicación geográfica, altura, etc. La energía asociada con la descarga también varía. Es necesario considerar estos y otros factores, para decidir si se necesita un esquema de protección contra rayo y la forma que debiera tomar.

9.3 Estimación de riesgo

Una estimación probabilística toma en cuenta los siguientes factores:

- Resistividad del suelo.
- Las dimensiones externas de la estructura y de cualquier estructura adyacente conectada eléctricamente.
- La longitud de los cables aéreos que salen de la estructura.
- La densidad de descargas en la localidad - asociada con el número de días de tormenta al año.
- El tipo de construcción -principalmente la altura, tipo de techo, y esquema de protección (si existe) en el lugar. En general, mientras mas grande es, mayor es la probabilidad de ser impactada.
- Factores geográficos -la altura vertical sobre el nivel del mar y la relación con otra estructuras, por ejemplo cuán cerca está de árboles altos.
- Perfil de tierra y terreno.

Estos factores toman en cuenta el área de exposición formada por la estructura y los cables conectados a ella y la metodología capacita para calcular el riesgo de impacto. Si el riesgo es menos que 1 en 100 000 entonces generalmente no se requiere protección. Sin embargo, con el propósito de realizar una estimación formal del riesgo, éste necesita estimarse en relación a las consecuencias de un impacto directo. Si el edificio está asociado con una refinería de petróleo o depósito de explosivos, entonces se necesitará un esquema de protección contra descarga atmosférica que ofrezca el mayor grado posible de protección, aún si el riesgo de un impacto es pequeño.

9.4 Componentes de un sistema de protección contra descarga atmosférica

El diseño global está basado en el concepto de esfera rodante, que se aplica a la estructura para asegurar que todas las áreas expuestas son protegidas por el esquema. Las componentes individuales se describen abajo. Los materiales utilizados son generalmente cobre de alta pureza o aluminio (99% + de pureza) de un grado similar al empleado para conductores eléctricos. El sistema de protección contra rayo debe diseñarse para proporcionar una impedancia suficientemente baja de modo que la energía de la descarga siga la ruta ofrecida. Esto requiere un diseño integrado y uso de materiales con impedancia suficientemente baja. Los diversos componentes del sistema se describen con más detalle a continuación.

9.4.1 Terminaciones en aire

Estas consisten en varas verticales y/o una malla de conductores en el techo y bordes superiores de la estructura. Los conductores de la malla típicamente forman un enrejado de 10 m por 20 m, más pequeño en edificios de alto riesgo. A ella se conectan proyecciones metálicas, incluyendo varas. Una recomendación señala que todas las partes del techo estén a menos de 5 metros de un conductor de terminación en aire. Esta distancia se reduce a 2,5m en

edificios de alto riesgo. Nuevamente el material más ampliamente usado es el cobre. Las varas tradicionalmente eran aguzadas, pero los diseños modernos normalmente tienen ahora una punta roma, alisada. Las varas, si se usan, están ubicadas cerca de aquellas posiciones donde es más probable el impacto, es decir, puntas de techo, esquinas de edificios, etc.

9.4.2 Conductores de bajada y de conexión

Se requiere que estos conductores proporcionen una trayectoria de baja impedancia hacia abajo de la estructura, de modo que minimice diferencias de potencial y corrientes inducidas. El arreglo ideal sería un edificio metálico, donde la corriente fluyera por una película exterior del edificio. El diseño para construcciones tradicionales apunta a usar las ventajas de esto, es decir, proporcionando diversas trayectorias paralelas para reducir la corriente de falla en cada una de ellas. Estas deberían estar simétricamente ubicadas alrededor del edificio, idealmente incluyendo las esquinas. El equipo electrónico sensible no debería ubicarse cerca de estas trayectorias de bajada en el interior del edificio, ya que existe un riesgo de interferencia inductiva. La corriente fluiría en todas las trayectorias, pero fluiría mayor corriente en la trayectoria más próxima al punto de impacto.

Se requiere que los conductores de bajada sean tan cortos y directos como sea posible, con cambios de dirección graduales en lugar de ser en ángulo recto. Deben ser de construcción robusta y fijados en forma segura con el propósito de soportar las fuerzas mecánicas significativas que acompañan el flujo de corrientes de rayo. Además de los conductores de bajada formales, se usan también vigas metálicas, blindajes metálicos y reforzados metálicos de la estructura.

Se usan conductores de enlace para conectar los conductores de bajada a cualquier estructura metálica expuesta sobre o cerca de la estructura. Esto es para asegurar que no ocurra una descarga secundaria. Cuando la corriente circula por el conductor de bajada, puede generarse un potencial. Si la estructura metálica (tal como ductos de calefacción central, tuberías, etc.) no estuviera conectada, podría inicialmente estar a un potencial próximo al de tierra y así podría ofrecer una trayectoria a tierra más atractiva. Si la diferencia de potencial excede el valor de ruptura del aire o del medio intermedio, entonces puede aparecer una descarga secundaria, acompañada de un daño severo.

El cobre y el aluminio son los materiales más ampliamente utilizados. Se prefiere normalmente el conductor en hebra en lugar de cinta ya que es más fácil de instalar y su efecto pelicular a altas frecuencias provoca un mejor comportamiento. El cobre se considera que es el más resistente a la corrosión en áreas con contenido de sal, aire húmedo, cerca de concreto, en corteza de árbol y donde hay contaminación ambiental. Algunas veces el cobre se recubre de plomo para mejorar su resistencia a la corrosión cuando se usa en chimeneas y cerca de otras estructuras de gases combustibles. Por razones estéticas se recubre algunas veces con mangas de PVC.

Cada conductor de bajada debe conectarse a una terminación de tierra y si éstas no están interconectadas, entonces los conductores de bajada deben interconectarse a través de un conductor horizontal en anillo instalado cerca del nivel de tierra. Se ajusta normalmente una tenaza de prueba para permitir la revisión de continuidad de conductores de bajada a nivel de suelo y proporcionar un medio de aislar el electrodo de tierra.

9.4.3 Terminal de tierra

Este puede consistir de un anillo de cobre enterrado (designado en EE.UU. como contrapeso) que rodea la estructura y/o barras de tierra verticales. Se requiere que la impedancia del terminal de tierra (es decir, después de una conexión de bajada) sea máximo de 10 ohm. El aluminio no se permite para uso bajo tierra. Cada conductor de bajada debe tener su propio electrodo de tierra terminal y estos normalmente están conectados entre sí para formar un anillo, con electrodos horizontales usados para interconectarlos y ayudar a reducir la impedancia global. Los terminales de tierra más comunes son barras de al menos 1,5 m de longitud, con un mínimo para cada sistema de 9 m.

El anillo ayuda a lograr una ecualización de potencial en la superficie del suelo, además de controlar el potencial. Esto último ayuda a reducir el voltaje de contacto que puede experimentar una persona en contacto con el conductor de bajada durante una descarga atmosférica.

Aunque las otras partes del sistema de protección pueden diseñarse eléctricamente aisladas, el arreglo de electrodos no debe serlo. La instalación completa debe subir conjuntamente su potencial, para evitar diferencias de voltaje excesivos y esto significa que el terminal de tierra debe ser conectado al resto de los electrodos de tierra y en lo posible diseñado como una entidad. En el interior de edificios, es necesario contactar a la compañía eléctrica si el sistema de protección contra descarga atmosférica se conecta al terminal de tierra. Aunque esto puede causar un potencial más elevado en el sistema de puesta a tierra externo, la conexión generalmente es necesaria para asegurar que todas las estructuras metálicas expuestas estén conectadas.

Normalmente la protección contra descarga atmosférica y las tierras del sistema de potencia deben interconectarse. Donde esto no es deseable por razones técnicas, entre ellas puede instalarse un «ecualizador de potencial de tierra». Este interconectará los sistemas de puesta a tierra si el voltaje entre ellos excede un determinado valor, típicamente varios cientos de volts.

9.4.4 Dispositivos de protección de onda

Habiendo ya diseñado el sistema de protección contra descarga atmosférica, pueden identificarse rápidamente las áreas principales de riesgo y tomar precauciones adicionales, donde sea necesario, para proteger equipo electrónico. La puesta a tierra, el apantallamiento y la conexión equipotencial no pueden garantizar siempre inmunidad frente a una interferencia. Así, los dispositivos de protección de onda complementan esta protección donde sea necesario y forman la última parte de la defensa formal. Existe un amplio rango de dispositivos disponibles para este propósito. Generalmente, están diseñados para derivar la energía asociada con un sobre-voltaje hacia el sistema de puesta a tierra para evitar que éste provoque ruptura de la aislación en el interior de algún equipo.

El voltaje de operación está bajo el nivel al cual se puede producir daño al equipo protegido. Estos son dispositivos limitadores de voltaje, normalmente varistores de óxido metálico, que se conectan entre fase y tierra. Otros dispositivos manejados por voltaje bruscamente cambian de alta a baja resistencia cuando se supera un voltaje umbral. Estos incluyen chisperos y tubos de descarga de gas. Otros dispositivos empleados incluyen filtros de atenuación de onda (para dar protección adicional a equipo electrónico sensible) y barreras de onda (donde penetran o salen cables del edificio).

9.5 Protección de líneas de potencia contra descarga atmosférica

La mayoría de las líneas de transmisión y distribución de alta tensión están instaladas sobre torres enrejadas de acero. Debido a la longitud de estas líneas, si penetran en una zona con actividad atmosférica significativa, son susceptibles de recibir impactos de rayo directos y efectos inducidos debido a la caída de rayos en la vecindad o a descargas entre nubes. Para dar la protección adecuada, se incorpora un cable de tierra por sobre los conductores. Este cable está puesto a tierra al comienzo y al término de cada línea y en todas las posiciones de soporte. En general, el electrodo de tierra en el punto de soporte está formado por las patas de acero de la torre, enterradas en concreto en el suelo. Esto proporciona normalmente una impedancia a frecuencia de potencia de 10 ohms o menos. Sin embargo, en suelo de alta resistividad, la impedancia puede ser demasiado alta y en ese caso deben instalarse electrodos de tierra adicionales.

El arreglo de electrodos de tierra puede ser un lazo horizontal situado a un metro o más hacia afuera de cada pie de torre, posiblemente con algunas barras verticales conectadas a él. Con resistividad de suelo alta, puede ser necesario instalar electrodos horizontales largos (digamos 20 metros) dirigidos radialmente hacia afuera desde los pies de la torre. En los casos peores, se agrega un alambre de tierra enterrado que sigue a la línea en forma subterránea. En diseños de línea antiguos, algunas veces se instaló entre las patas de la torre secciones de tubería de fierro fundido, pero en esta posición normalmente no es significativo el mejoramiento de la impedancia a tierra.

Si un rayo impacta una torre, entonces parte de la corriente asociada será derivada a tierra por la base de la torre y otra parte viajará a las torres adyacentes a través del cable de tierra aéreo. El voltaje que aparece en la torre puede ser suficiente en algunos casos para superar el voltaje de ruptura de los aisladores de la línea y ocurrirá una descarga de retorno (*back flashover*) desde la torre a los conductores de fase. A menudo a esta descarga le seguirá una descarga de frecuencia de potencia. Se instalan dispositivos de protección contra sobrevoltajes, para proteger equipos en líneas aéreas. Estos incluyen derivadores de onda y una variedad de chisperos. Estos últimos consisten en una o más varillas de acero conectadas a los conductores de fase y a una distancia establecida de una varilla o placa puesta a tierra. Cuando el voltaje supera un determinado valor, el espacio de aire entre ambos se rompe eléctricamente y deriva al sistema de puesta a tierra la energía asociada con la descarga.

La interferencia ocurre en todo momento en circuitos eléctricos, pero afortunadamente en la mayoría de los casos no se percibe. Esto puede deberse al diseño de la instalación o al grado de inmunidad del equipo que se usa, tal que sigue su operación a pesar de la interferencia. Las consecuencias de la interferencia pueden ser desde golpecitos audibles en sistemas de alta fidelidad, parpadeo de la luz (*flicker*), pérdida de datos en sistemas de procesamiento de información, operación incorrecta de equipo. Estos últimos ejemplos pueden ser muy costosos en términos de pérdidas de producción, además del costo debido al daño del equipo.

La interferencia es particularmente problemática para circuitos de comunicación y de procesamiento de datos, los cuales requieren alto grado de calidad. Parte de la razón para esto es porque el equipo electrónico del cual provienen estos cables tiene un "plano de referencia de tierra" al cual se refieren las señales digitales. Para evitar voltajes excesivos en el interior del equipo, el plano de referencia de tierra se conecta normalmente al gabinete metálico del equipo. Este a su vez se conecta al sistema de puesta a tierra principal. Los cables de comunicación tienen normalmente una pantalla puesta a tierra, pero también contienen un conductor de referencia de señal que se conecta a la tierra de referencia. Los problemas surgen cuando se hacen arreglos especiales para evitar la conexión de equipo adyacente a través de la pantalla de cable o blindaje. Sin embargo, ellos pueden estar conectados inadvertidamente por, medio del conductor de la tierra de referencia.

Los mecanismos a través de los cuales surge interferencia son:

- acoplamiento resistivo (también conocido como galvánico).
- acoplamiento capacitivo.
- acoplamiento inductivo.

Estos efectos serán cubiertos ahora con un poco más de detalle. A menudo se necesita efectuar mejoramientos en el sistema de puesta a tierra para reducir tal interferencia y los aspectos de blindaje pueden requerir un valor de puesta a tierra menor que el determinado según los criterios de seguridad y de operación de las protecciones.

10. INTERFERENCIA ELECTRICA

10.1 Acoplamiento resistivo

Este acoplamiento se produce cuando existe una conexión eléctrica directa entre la fuente de la perturbación y el circuito afectado, o a través de un medio resistivo (tal como el terreno). Las condiciones que provocan el acoplamiento resistivo a través del suelo ya fueron revisadas en los capítulos 1, 2 y 7. Como se describe en estos primeros capítulos, una condición de falla a tierra puede provocar la elevación de potencial de un sistema de puesta a tierra. El voltaje que aparece en la pantalla del cable que pasa cerca del sistema de puesta a tierra, se debe al acoplamiento resistivo (o galvánico o conductivo).

Las implicancias que surgen del acoplamiento resistivo pueden verse con referencia a la Figura 10.1.

Supongamos que el equipo ubicado en X es afectado por una onda de rayo y el exceso de voltaje se ha reducido derivando la energía a tierra por un derivador de onda conectado en paralelo (es decir, entre fase y tierra). Cuando la corriente fluye hacia el terreno, debe pasar a través de la impedancia del sistema sobre tierra (L_{x1} y R_{x1}) y del electrodo bajo tierra (R_{x2}). Aparecerá un voltaje en el equipo puesto a tierra en X. Si el equipo está conectado a otro ubicado en Y, por la pantalla de un cable que tiene una impedancia constituida por una resistencia (R_{xy}) y una inductancia (L_{xy}) entonces habrá una diferencia de voltaje entre los equipos puestos a tierra en X y en Y. La magnitud de esta 'diferencia de voltaje dependerá de los valores de impedancia a tierra en X y en Y, conjuntamente con la impedancia de la conexión entre ellos (L_{xy} y R_{xy}). La diferencia de potencial en este ejemplo se llama interferencia resistiva (galvánica) y reducirse:

- disminuyendo las impedancia de puesta a tierra (R_{x2} y R_{y2})
- reduciendo la impedancia de la conexión entre X e Y es decir L_{xy} y R_{xy}
- reduciendo la impedancia de las conexiones del sistema de tierra, sobre tierra, en X e Y

Normalmente la forma más efectiva es conectar estrechamente el equipo mediante las pantallas de cables, ductos, etc, y el alambre de tierra. Si la conexión es a través de la pantalla de un cable, entonces puede ser necesaria una unidad de protección contra ondas para prevenir una diferencia de voltaje excesiva entre los conductores activos del cable y la pantalla durante condiciones de falla. Idealmente, el equipo conectado podría estar situado sobre una plataforma equipotencial consistente en una placa continua. Como esto generalmente es poco práctico, el método común es proporcionar un blindaje magnético (digamos un ducto metálico) y varias trayectorias conductivas en paralelo con éste, puesto a tierra en cada extremo y en posiciones intermedias.

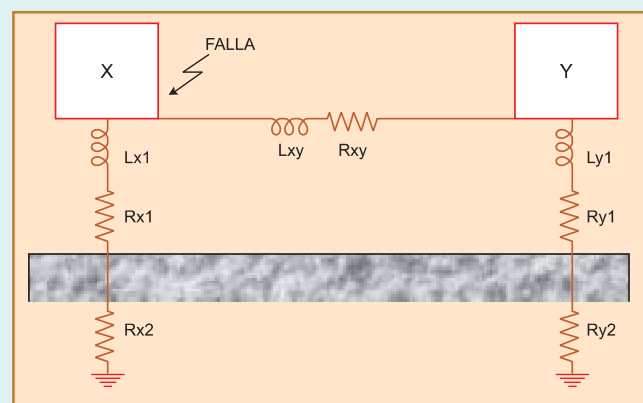


Figura 10-1

Ejemplo para ilustrar la interferencia resistiva.

10.2 Acoplamiento capacitivo

Cualquier par de componentes metálicos conductivos que estén separados en un medio, tendrán entre ellos una capacitancia. Si un componente se carga, entonces aparecerá una carga en el segundo.

Este mecanismo se usa beneficiosamente en ingeniería eléctrica y electrónica, pero cuando crea voltajes no deseados, se llama interferencia. Este tipo de interferencia puede experimentar un conductor metálico ruteado cerca de una línea aérea de alta tensión y se debe al campo eléctrico.

El conductor aéreo se muestra como en la Figura 10-2. Se asume que en un momento el conductor está cargado positivamente, entonces (debido a la capacitancia entre ellos) se creará una carga negativa en la placa. La corriente capacitiva que fluye es directamente proporcional a la frecuencia y a la magnitud de voltaje. Por esta razón, la corriente de interferencia puede ser significativa si la línea aérea es impactada por un rayo, donde la magnitud, el contenido armónico y la tasa de cambio serán todas altas.

Los métodos disponibles para reducir esta interferencia son:

- Reducir el paralelismo entre los componentes (por ejemplo la distancia de paralelismo).
- Incrementar la separación entre ellos.

Ambos métodos se usan tradicionalmente para cables de señal y comunicación, que son instalados a cierta distancia de los cables de potencia y si necesitan cruzarlos, los hacen en ángulo recto, donde sea posible.

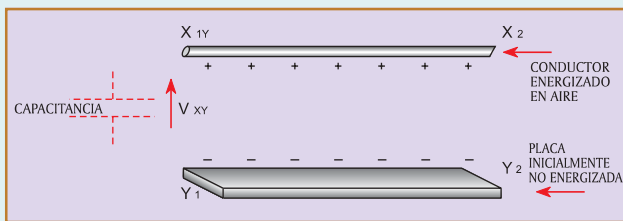


Figura 10-2

Ejemplo para ilustrar la interferencia capacitiva.

Otro método es colocar una pantalla metálica alrededor del circuito que requiere protección y conectarla a tierra en un punto. El voltaje de interferencia que aparece en la pantalla será dispersado a tierra y el efecto sobre los conductores interiores se reducirá significativamente. Normalmente una pantalla electrostática debería ser puesta a tierra sólo en un extremo, aquel que tenga la más baja impedancia a tierra.

Habrán diferencias de potencial a lo largo de la pantalla, y corrientes capacitivas distribuidas, que fluirán a un extremo para descargarse. Esto puede provocar interferencia en el extremo remoto, de modo que debe usarse un buen material conductor, tal como el cobre, para minimizarla. Preferiblemente debería aplicarse un blindaje electrostático alrededor de cada par torcido en un cable largo y otro blindaje alrededor de todo el cable.

Para apantallamiento capacitivo se usan típicamente los siguientes materiales:

- Cinta o lámina hecha de cobre o aluminio.
- Trenza única, de cobre estañado.
- Recubrimiento único espiral de cobre estañado.
- Doble trenza; hecha de cobre estañado.

Las cintas o láminas proporcionan la mejor protección de pantalla, mientras que la trenza tiene mejores propiedades eléctricas y mecánicas.

10.3 Acoplamiento inductivo

Este es el tipo más común de interferencia, causada por acoplamiento electromagnético, particularmente a frecuencia industrial (50/60 Hz). Se debe a los campos magnéticos.

La Figura 10-3 ayuda a ilustrar cómo se produce el acoplamiento inductivo. La corriente que fluye en el conductor X crea un campo magnético en torno a él, como se muestra. El campo magnético se produce debido a que la corriente en X es alterna. La intensidad del campo magnético se reduce a medida que aumenta la distancia desde X. El conductor Y puede estar a cierta distancia, pero algunas líneas de flujo desde X lo rodean tal como se muestra. Como la corriente en el conductor X cambia, el campo magnético que encierra el conductor Y también cambiará y esto a su vez, provocará un voltaje a lo largo de él. El voltaje que surge en el conductor Y es provocado por interferencia inductiva y aumenta con la tasa de cambio de la corriente en el conductor X.

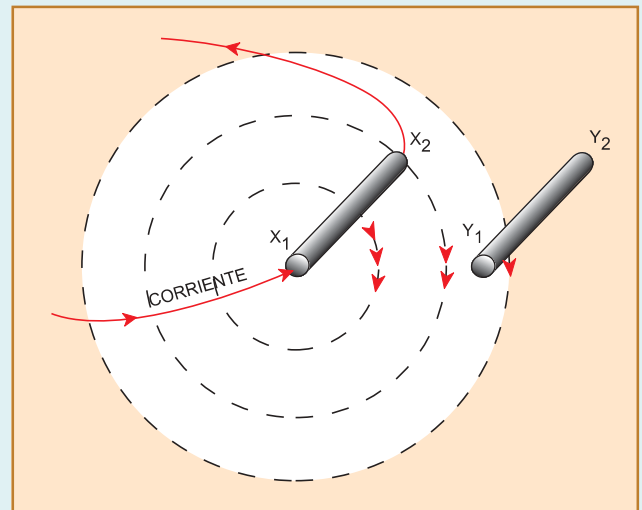


Figura 10-3

Interferencia inductiva.

Si el conductor Y se coloca a tierra en ambos extremos, como se muestra en la Figura 10-4, entonces la diferencia de potencial entre los extremos provocará un flujo de corriente a lo largo del conductor, hacia tierra y a través del terreno. La corriente por Y tendrá dirección tal, que el campo magnético que ella produce se opondrá al existente alrededor del conductor X.

Las fuentes de este tipo de interferencia pueden ser cables de potencia normales, cables de potencia o de tierra que llevan corrientes desbalanceadas (particularmente corriente de falla a tierra) o conductores de protección contra rayos que están dispersando corriente de falla.

Proteger contra este tipo de interferencia es particularmente difícil y los métodos generales utilizados considerarán:

- Incrementar la separación entre los cables (X a Y). Incrementar la separación no siempre se puede hacer y puede significar gastos considerables si no se consideran en la etapa inicial de construcción.
- Reducir el efecto de campo magnético en el circuito Y. Un método para obtener esto es usar cables de par trenzado pero esto sólo funciona para tipo de señalización diferencial balanceado.
- Reducir el campo magnético producido alrededor de los cables que se protegen. Si el blindaje o pantalla del cable se pone a tierra en ambos extremos, como se muestra en la Figura 10-4 entonces mientras circule una corriente en el cable X se inducirá también una corriente en la pantalla del cable Y. Su dirección será tal que el campo magnético que produce actuará en oposición a aquel del conductor X. El resultado final es que el campo magnético y la interferencia en los conductores del cable se reducirán. Los cables de potencia monofilares podrían disponerse en forma triangular (trébol) de manera de reducir el campo magnético producido en torno a ellos bajo condiciones normales de carga. Los cables de potencia también pueden instalarse en bandejas de acero puestas a tierra para reducir el campo magnético genera-

do. Si se usa un conducto plástico, entonces puede necesitarse un alambre de blindaje separado, puesto a tierra en cada extremo.

- Orientar el campo magnético lejos del conductor expuesto. Esto se logra empleando un material de alta permeabilidad (tal como el acero) como una pantalla. Normalmente esta pantalla debe ponerse a tierra en un extremo. El campo magnético que la rodea se distorsionará y la densidad de campo en el interior del acero aumenta, mientras que alrededor de los conductores disminuye.

Note que el acoplamiento capacitivo puede manifestarse aún cuando se emplee par trenzado, de modo que la mejor práctica es ubicarlos tan cerca del conductor de tierra como sea posible.

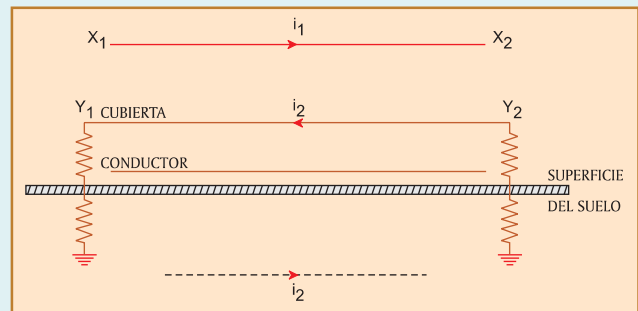


Figura 10-4
Reducción de interferencia inductiva usando una pantalla o blindaje puesto a tierra.

11. CORROSION

11.1 Introducción

La energía eléctrica se requiere en todos los sectores, incluyendo áreas rurales, sector urbano y áreas industriales. Los componentes de sistemas de puesta a tierra están instalados sobre y bajo el terreno y ambas situaciones están expuestas a un amplio rango de ambientes. En aire, puede haber humo de plantas de proceso, o agua de lluvia que ha disuelto material en el aire. Bajo tierra, el ambiente húmedo puede incluir minerales presentes en forma natural, sustancias químicas (fertilizantes, etc.) o sustancias contaminadas que han sido enterradas. Como se mencionó previamente, el sistema de puesta a tierra es una parte crítica del sistema de energía eléctrica y necesita comportarse bien, normalmente en forma oculta, durante un período de tiempo considerable. La seguridad requerida puede ser garantizada mediante una cuidadosa selección del material.

11.2 Tipos de corrosión

11.2.1 En aire

En el aire, la corrosión es causada normalmente ya sea por reacción química con soluciones en agua de lluvia que ha disuelto gases presentes en el aire o por partículas de polvo de procesos industriales. También puede ocurrir corrosión debido a conexiones bimetalicas no apropiadas o contacto con otros materiales. Este tipo de corrosión es la menos problemática y generalmente puede ser controlada por buenas prácticas de construcción, incluyendo selección de materiales. Las normas indican la guía necesaria para esto. Por ejemplo, selección y adaptación de conexiones bimetalicas, incluyendo la orientación física, cómo excluir el agua, los materiales de contacto necesarios, etc. Las normas también incluyen una guía para colocación de conductores de tierra, por ejemplo la norma británica BS 7430 señala que los conductores de aluminio no deben ser instalados directamente en estructuras de concreto, debido al riesgo de corrosión.

11.2.2 Subterránea

La corrosión subterránea toma lugar generalmente como una combinación de dos formas: la corrosión general uniforme que avanza hacia una pérdida total en peso del componente y la corrosión de desgaste en áreas pequeñas, selectivas. Este último tipo de corrosión puede ser seria para tubos pero menos importante para planchas o cintas de puesta a tierra. También es importante considerar que hay otros equipos presentes en el área y que ellos pueden influenciar en el riesgo de corrosión. Por ejemplo, una tubería cercana puede ser instalada con un esquema de protección catódica de corriente impresa que puede interactuar con los nuevos sistemas de puesta a tierra. También puede

existir un voltaje residual permanente en la instalación eléctrica que puede ya sea afectar la tasa de corrosión (influenciada por corriente alterna) o causar acción electrolítica en el entorno (influenciada por corriente continua).

Hay dos fuentes de corrosión general, que son la corrosión bimetalica y la corrosión química.

11.2.2.1 Corrosión bimetalica

Cuando se unen metales diferentes en el interior de un fluido eléctricamente conductivo, tal como ocurre en la mayoría de las situaciones bajo tierra, existe la posibilidad de corrosión bimetalica. El metal corroído preferencialmente será el metal más susceptible. Este efecto de sacrificio se explota en muchas técnicas para reducir la corrosión. El metal más susceptible será aquel que es menos «noble». La Tabla 11-1 muestra la escala de los metales más comunes en orden descendiente de nobleza. En presencia de un electrolito, el metal más noble se convierte en catódico respecto del metal de orden inferior, que se convierte en anódico. El metal anódico se corre. El diseño debiera considerar que las componentes más pequeñas sean más nobles que las más grandes. La regla de las «áreas» proporciona un método para estimar el riesgo de corrosión galvánica. Para aplicarla, el área anódica (por ejemplo del acero) se divide por el área catódica (por ejemplo de cobre). A medida que la razón entre las áreas anódicas y catódicas disminuye, la tasa de corrosión se incrementa drásticamente. Por ejemplo si una tubería de acero se une a una gran tubería de cobre, la razón de las áreas es pequeña y en condiciones apropiadas ocurre una rápida corrosión.

Puede experimentarse un problema adicional, la corrosión severa en una junta entre metales diferentes, por ejemplo cobre y aluminio o cobre y acero. En aquellas partes donde la unión no esté protegida y sea accesible a la humedad, puede ocurrir un alza significativa en la resistencia de contacto eléctrico.

La implicancia de este tipo de corrosión, es que debe tenerse cuidado para asegurar compatibilidad entre diferentes metales empleados, es decir; el potencial eléctrico (indicado en la serie galvánica) entre ellos debe mantenerse en un mínimo para prevenir la acción galvánica. Un caso particular es la combinación de barras de tierra galvanizadas y barras de tierra de cobre cobrizadas. La capa de zinc en las barras galvanizadas se comporta como el ánodo para el más noble cátodo de cobre. Puede entonces presentarse corrosión en la capa de zinc, dejando expuesto al núcleo de acero de la barra galvanizada, el cual a su vez ofrecerá una relativamente baja resistencia a la corrosión al suelo que los rodea. Note también que algunas veces la capa de zinc puede ser removida debido a la corrosión «general» del suelo (por ejemplo, en suelos con alto contenido de cloruro).

11.2.2.2 Corrosión química

El suelo puede ser neutro, ácido o alcalino; el estado relativo de un suelo se representa en la escala pH como sigue:

índice pH 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14

La acción química tomará lugar entre el metal y cualquier ácido o alkali en solución en el suelo. La tasa de corrosión será influenciada por la nobleza del metal, es decir; menor su nobleza, más rápidamente se corroe. Nuevamente las normas dan una guía; el material que rodea el electrodo es conveniente que sea relativamente neutro.

Otros aspectos de la corrosión que debieran considerarse son:

- Corrosión por fatiga (esfuerzos internos). Pueden encontrarse fallas por fatiga bajo condiciones de sollicitación menos severa de la que podría esperarse cuando el efecto es agravado por la presencia de liquido o atmósfera corrosiva. Puede verse acentuada en ambientes corrosivos especialmente en presencia de tensiones internas retenidas, causadas por trabajo en frío.
- Corrosión por grietas. Cuando se forma una grieta, como puede suceder en los pequeños espacios entre ambas partes de una pestaña o de juntas, puede formarse donde el agua es estática y probablemente llega a ser anaeróbica. Esto puede acelerar la corrosión en algunos metales, especialmente en el acero inoxidable común donde sus condiciones superficiales llegan a ser activas más bien que pasivas. Como se muestra en la Tabla 11-1, esto alterará su posición en la serie electroquímica. Además, este tipo de corrosión puede afectar a las barras recubiertas con cobre. Si la capa de cobre se desgasta y remueve del núcleo de acero, la corrosión será más probable.
- Descomposición de materia orgánica. Esto implica el crecimiento de musgo, liquen y materias similares. El cobre no es afectado por esto y es inhóspito para el crecimiento de organismos.

11.3 Resistencia a la corrosión

Aunque la resistencia a la corrosión no es tan fácil de cuantificar; como muchas otras propiedades mecánicas, afecta los costos de vida útil, por ejemplo una buena resistencia a la corrosión resulta en menores costos por falla del servicio. Esta es una de las muchas razones porque el cobre tan frecuentemente se selecciona como un material de ingeniería.

11.3.1 Oxidación atmosférica

El cobre forma dos óxidos, ambos conductores. En aire húmedo se forma primero óxido cuproso y luego gradualmente oscurece hacia el pardo a negro del óxido cúprico. Cuando el cobre se calienta, el óxido de cobre se forma más rápidamente y puede perderse por templado en agua.

Cuando el cobre se encuentra a la intemperie y expuesto al agua de lluvia que contiene dióxido de carbono disuelto, se forma la típica pátina verde protectora.

La pátina o los óxidos que se forman son relativamente delgados y forman una capa que inhibe la corrosión posterior.

11.3.2 Corrosión subterránea

Muchas de las aplicaciones del cobre y sus aleaciones se fían en la buena resistencia a la corrosión particularmente en muchos ambientes acuosos, químicos y subterráneos. Se han descubierto objetos que datan de antes de 4 000 A.C., en buenas condiciones, después de haber quedado enterrados por inundaciones en los tiempos de Mesopotamia. Los egipcios usaron extensamente cobre en la arquitectura, incluso fabricaban tuberías de agua enrollando cintas de cobre. Secciones de tuberías de agua que fueron enterradas en yeso 5 000 años atrás, han sido recuperadas en condiciones utilizables. Implementos de cobre que datan de antes del 2 500 A.C., se han encontrado enterrados en varias partes de las islas británicas.

El uso del cobre para puesta a tierra es más reciente y se ha comportado bien en la mayoría de las condiciones de suelo. La experiencia ganada con las tuberías de cobre enterradas es una manera útil de ilustrar esto y permite efectuar comparaciones.

La Tabla 11-1 muestra el comportamiento galvánico de los metales, medido en agua salina. Los aceros inoxidable comunes se muestran con valores para condiciones de exposición pasiva normal, junto con las condiciones de superficie activa encontradas a menudo en grietas. El cobre está hacia el rango más noble de la serie, pero tiene un precio significativamente menor que la mayoría de los metales nobles, lo cual nuevamente explica su uso para propósitos bajo tierra.

Es interesante indicar que además de sus buenas propiedades anti-corrosivas, el cobre es un elemento esencial en la dieta de humanos y animales y esencial en el crecimiento de la mayoría de las plantas. No se le considera normalmente como un metal tóxico nocivo.

Tabla 11-1

Susceptibilidad a la corrosión de metales

Más susceptible (menos noble)	Magnesio y sus aleaciones
↓	Zinc y sus aleaciones
↓	Aluminio y sus aleaciones
↓	Cadmio
↓	Acero inoxidable, 13% Cr (activo)
↓	Soldadura plomo-estaño 50/50
↓	Acero inoxidable 18/8 tipo 304 (activo)
↓	Acero inoxidable 18/8/3 Mo tipo 316 (activo)
↓	Plomo
↓	Estaño
↓	Latones
↓	Bronce de cañón
↓	Aluminio bronce
↓	Cobre
↓	Aleaciones cobre-niquel
↓	Monel
↓	Titanio y sus aleaciones
↓	Acero inoxidable (pasivo)
↓	Plata
↓	Oro
↓	Platino
Menos susceptible (Más noble)	

11.4 Experiencia de pruebas de corrosión en terreno

Aunque se acepta que el cobre resiste bien la corrosión en condiciones normales de servicio, es útil recordar que solo los metales preciosos tales como el oro y el platino resisten la corrosión bajo cualquier circunstancia. Han ocurrido fallas ocasionales en el cobre cuando las condiciones del suelo han sido inusualmente agresivas y se ha ganado suficiente experiencia como para dar orientaciones sobre las condiciones del suelo que debe evitarse con el objeto de obtener para el cobre una vida de servicio pleno.

Debido al gran número de variables encontradas en servicio, los ensayos acelerados realizados en laboratorios han sido de uso limitado. Las pruebas de campo realizadas en condiciones de servicio rigurosamente monitoreadas, han probado lejos una mayor confiabilidad. Los resultados de algunas de estas pruebas se resumen en la Tabla 11-2.

Tabla 11-2

Efecto de características del suelo y del clima en la corrosión

Prueba	Suelo	Tasa de corrosión promedio, pulgadas x 10 ⁻³ /y					Características de suelo y clima				
		Cobre	Latón	Plomo	Acero	Fierro Fundido	Temp.ºF Media	Precipitación Anual (Pulgadas)	Humedad %	pH	Resistencia Ω-cm
67	Ceniza	1,58	3,51	3,32	9,67	>20	46	30	11	8,0	455
43	Pantano de marea	0,81	0,04	0,02	2,13	2,51	52	43	55	3,1	60
63	Pantano de marea	0,62	0,011	0,004	1,44	1,09	66	45	47	2,9	84
60	Turba	0,91	0,64	0,07	2,77	3,82	49	37	43	2,6	218
33	Turba	0,17	0,25	-	1,81	2,47	46	30	73	6,8	800
58	Materia descompues	0,29	0,49	0,64	2,61	3,59	69	57	58	4,0	712
29	Materia descompues	0,16	0,39	0,36	2,27	3,90	69	57	34	4,2	1270
45	Suelo alcalino	0,04	0,02	0,02	1,23	2,00	47	15	15	7,4	263
64	Arcilla	0,60	0,30	0,05	>20	>20	58	16	41	8,3	62
56	Arcilla	0,11	0,14	0,12	4,67	>20	69	49	29	7,1	406
61	Arcilla	0,05	0,18	1,58	0,93	1,26	69	57	31	5,9	943
27	Arcilla	0,016	0,06	0,05	0,82	0,68	67	56	43	6,6	570
28	Adobe de arcilla	0,11	0,11	0,07	2,59	3,84	61	10	25	6,8	408
5	Adobe de arcilla	0,04	0,08	0,45	0,70	1,06	56	23	29	7,0	1346
3	Marga de arcilla	0,04	0,10	0,06	0,60	0,57	61	48	29	5,2	30000
8	Marga de arcilla	0,03	0,03	0,06	0,97	3,06	49	21	37	7,6	350
25	Marga de arcilla	0,016	0,07	0,03	2,4	0,51	46	30	26	7,2	2980
36	Marga arenosa	0,26	0,07	0,03	0,30	0,16	64	53	14	4,5	11200
10	Marga arenosa	0,12	0,33	0,09	0,60	0,79	50	41	13	6,6	7460
12	Marga fina arenosa	0,40	0,31	0,12	0,49	0,36	62	15	12	7,1	3190
16	Marga fina arenosa	0,08	0,24	-	0,97	1,36	67	61	22	4,4	8290
37	Arena fina	0,23	0,21	-	1,00	2,14	69	47	7	3,8	11200
31	Arena fina	0,012	0,03	0,019	0,35	0,26	69	47	3	4,7	20500
66	Marga de grava fina	0,08	0,18	0,025	3,08	0,73	70	8	16	8,7	23,2
6	Marga de arena fina	0,014	0,02	0,018	0,16	0,08	51	34	12	5,9	45100
4	Marga	0,03	0,20	0,19	0,84	1,48	54	40	22	5,6	6670
35	Marga	0,02	0,03	0,02	0,16	0,26	62	15	18	7,3	2060
23	Marga de sediento	0,18	1,06	-	2,54	4,76	65	6	25	9,4	278
1	Marga de sediento	0,08	0,14	0,18	1,22	1,89	49	34	29	7,0	1215
20	Marga de sediento	0,05	0,06	0,28	0,80	1,10	49	34	22	7,5	2870
19	Marga de sediento	0,05	0,17	0,04	0,46	0,60	50	32	28	4,6	1970
18	Marga de sedientoI	0,010	0,03	0,016	0,35	0,47	51	28	28	7,3	1410

La tabla es condensada de la publicación «Underground Corrosión» National Bureau of Standards (USA) 450pp, November 1945 y muestra resultados obtenidos en ensayos de campo con períodos de exposición que van de cuatro a trece años. Se estudiaron los efectos de muchas variables sobre las tasas de corrosión de cuatro metales comúnmente usados en instalación de tuberías subterráneas. El rango de resultados fue amplio y mostró efectos diferentes en cada metal. Generalmente, la durabilidad del cobre fue muy evidente cuando se comparó con acero o fierro fundido. Se realizó ensayos también con acero galvanizado (915 gr/m²) que había mostrado dar alguna extensión a la vida útil, pero es muy poco efectivo después de cinco años.

12. TIPOS DE COBRE Y APLICACIONES TÍPICAS

12.1 Cobres

El cobre tiene la más alta conductividad entre los metales comerciales. Tiene buenas propiedades mecánicas tanto a temperatura baja, como temperatura ambiente y temperatura elevada y tiene excelente resistencia a la corrosión. Se explota en todos los continentes habitados. Las reservas minerales y el desarrollo continuo de las técnicas de explotación, permiten afirmar que el abastecimiento futuro está asegurado.

Hay tres tipos de cobre: de alta conductividad, fosforoso desoxidado y libre de oxígeno, cada uno de ellos apropiado para aplicaciones de puesta a tierra. Además, existe amplia variedad de aleaciones de cobre de alta conductividad, menos comunes, con propiedades mejoradas para aplicaciones especiales.

12.1.1 Cobre de alta conductividad

El cobre de alta conductividad (HC), con una conductividad nominal de 100% IACS (International Annealed Copper Standard), es el primer material seleccionado para aplicaciones eléctricas tales como cintas y alambres para puesta a tierra, barras colectoras, cables y enrollados para motores y transformadores. Se designa C101 en las Normas Británicas, Cu-ETP en las especificaciones BS EN y CW003A y CW004A en las designaciones BS EN para computador. El cobre HC se puede trabajar muy rápidamente en frío y en caliente. En su forma recocido, tiene excelente ductibilidad, lo cual significa que puede moldearse (darle forma) fácilmente. Está disponible en todas las formas fabricadas.

Funciona endureciéndose en forma relativamente lenta y puede recocerse en atmósferas neutras u oxidantes. El oxígeno está intencionalmente presente en el HC para combinarse con impurezas residuales de modo que no afecten la conductividad. Este oxígeno puede ser reducido a vapor si el cobre es recocido en atmósfera con exceso de oxígeno, provocando fragilidad. Las atmósferas para recocido "luminoso" tienen que ser por lo tanto cuidadosamente controladas.

La mayoría del cobre actualmente se funde en proceso continuo y el contenido de oxígeno se reduce al nivel deseado. En la forma fundida, el cobre tiene una conductividad levemente menor a la que adquiere luego de ser trabajado y recocido. Agregándole pequeñas cantidades de plata, el cobre mejora sus propiedades a temperatura elevada, especialmente su resistencia a la termofluencia (creep).

12.1.2 Cobre desoxidado (desoxigenado)

El uso de desoxidantes en el cobre fundido asegura la remoción de exceso de oxígeno. Esto produce un material que puede ser rápidamente soldado sin temor de convertirlo en frágil. El fósforo es el desoxidante preferido; cuando se usa, la conductividad del cobre se reduce levemente. Este cobre, llamado C106

(Cu - DHP CW024A), algunas veces también llamado «Cobre DONA» se usa en tuberías para servicios de agua fresca. También está disponible en forma de barras, láminas y cintas. El contenido de fósforo reduce la conductividad a aproximadamente 92% de la del cobre HC para un mínimo de 0,013% de fósforo, o a 73% para un máximo de 0,05% de fósforo. Este es aún mejor conductor que muchos otros materiales. Para la colada, se usa frecuentemente boro como desoxidante.

12.1.3 Cobre de alta conductividad libre de oxígeno

Este cobre, designado C103, (Cu - OF CWO08A) se fabrica solo por fundición en una atmósfera controlada. Posteriormente, puede ser trabajado exactamente como el cobre normal de alta conductividad de sobre 100% IACS además que está libre de la posibilidad de fragilizar en atmósferas reducidas. Puede ser soldado sin las precauciones especiales necesarias para el cobre de alta conductividad, C101 (Cu-ETP CWO03A & CW004A). Hay un grado de mayor pureza aún, C110 (Cu-OFE, CWO09A) que sólo es requerido para aplicaciones electrónicas con alto vacío, tales como válvulas transmisoras. Este se certifica para tener muy alta pureza y bajos gases volátiles residuales. Los cobres libres de oxígeno son apropiados para aplicación en puestas a tierra, pero dependiendo de los volúmenes de producción, la mayoría de las veces encabezan la lista de precios.

12.1.4 Aleaciones de cobre de alta conductividad

Para aplicaciones eléctricas, tales como electrodos de soldadura por resistencia donde el servicio es a alta temperatura bajo esfuerzos pesados, se dispone de aleaciones especiales. La más popular de éstas es cobre-cromo, CC101 (CW105C) que contiene hasta 1% de cromo y es totalmente tratable con calor; las propiedades a la temperatura ambiente se mantienen cuando la temperatura de operación aumenta. La conductividad está alrededor de 80% IACS, lo cual significa que el material no se usa a menudo para puesta a tierra, pero es apropiado para aplicaciones tales como anillos de rotor usados en máquinas eléctricas rotatorias de servicio pesado.

Mayores detalles de todos estos materiales están disponibles en CDA Technical Note TN 29 «High Conductivity Coppers», referido en el capítulo 16, que se puede solicitar a Procob re, Centro de Promoción de Usos del Cobre - Chile.

12.2 Designaciones normalizadas de cobre

Los modelos del producto cubiertos por las designaciones británicas contienen composiciones, propiedades mecánicas específicas, tolerancias dimensionales y métodos especiales de ensayo. Esto se muestra en la tabla 12-1.

12.2.1 Normas BS EN

Las normas europeas consideran formas relevantes de los productos de cobre y llegan a ser normas británicas con un número «BS ENxxxxx». Eventualmente no habrá diferencias entre normas para estos materiales.

En las nuevas normas BS EN se ha aprovechado la oportunidad para considerar e incluir los materiales y requerimientos solicitados de modo más frecuente. Cada documento forma una norma completa del producto, de modo que no hay necesidad de referencias cruzadas entre documentos separados que cubran composiciones, propiedades, tolerancias, etc.

Además el uso del sistema de designación composicional 150 (International Standards Organization) ofrece un nuevo sistema de numeración común para cobres y materiales a base de cobre. Este es mucho más fácil de identificar por sistemas de bases de datos computacionales.

La publicación TN 10 de la Copper Development Association da una referencia cruzada útil entre los diferentes sistemas de numeración.

Las normas americanas y el sistema de numeración UNS para metales permanecen inalterables en el futuro previsible. Para cobres y aleaciones de cobre, el sistema de numeración UNS es administrado por CDA (Inc.), New York.

La tabla 12-2 muestra los cobres forjados y las aleaciones de cobre más comunes en Europa y que están incluidas en las normas BS EN, junto con sus designaciones y números de identificación de material propuestos.

Tabla 12-1

Normas Británicas actuales para cobre y aleaciones de cobre para propósitos eléctricos y generales

Formas de Cobre refinado

Norma corriente		Tema
6017		Formas de cobre refinado (se refiere también ocasionalmente a esta norma cuando el cobre se ordena sólo por composición, sin propiedades obligatorias)

Cobre y Aleaciones de Cobre para propósitos generales

Norma corriente		Materia
1400		Fundición
3146		Inversión para fundición
2780		Lámina, cinta y hoja
2871	Parte 1	Tubería de cobre para agua, gas y sanitarios
	Parte 2	Tubería de cobre y de aleaciones de cobre para ingeniería en general.
	Parte 3	Tebería de cobre y de aleación de cobre para intercambiadores de calor
2872		Acopio de forja y piezas forjadas
2873		Alambre
2874		Varas, barras y secciones
2875		Placas

Cobre para propósito eléctrico generales

Norma corriente		Materia
159		Barras colectoras y conexión a barra colectoras
1432		Cinta con bordes sacados o enrollados
1433		Varas y barras
1434		Barra de colector
1977		Tubos de alta conductividad
3839		Cobre de alta conductividad libre de oxígeno (calidad electrónico)
4109		Alambre
4608		Lámina enrollada, cinta y hoja
6929		Vara alambre de cobre de alta conductividad

12.3 Propiedades

Las propiedades del cobre y de algunos otros materiales se muestran en las tablas 12.3, 12.4 y 12.5. Las propiedades que son más relevantes para propósitos de puesta a tierra se discuten a continuación.

12.3.1 Conductividad y resistividad eléctrica

La propiedad eléctrica obligatoria para cobre de alta conductividad es ahora la resistividad de masa, para la cual se usa la unidad Wg/m^2 . Se escoge esta propiedad porque puede ser medida más exactamente. Se muestra en BS5714 que el error en la medida de la masa de pequeñas secciones tales como alambre o cinta, es probable que sea menor que para el volumen. El uso de medidas de volumen citado en la publicación N° 28 de la IEC (1913) supone una densidad estándar para el cobre forjado usado para la prueba de 8,89 gramos por centímetro cúbico (g/cm^3). Esto era válido cuando se publicó originalmente en 1913, cuando el contenido de oxígeno era típicamente 0,06%. Los cobres modernos ahora contienen sólo alrededor de 0,02% de oxígeno, de modo que la densidad es cerca de 8,91 (g/cm^3). Para cobre libre de oxígeno, el valor 8,94 (g/cm^3) es más realista.

Los valores dados en la Tabla 12-5 para resistividad y conductividad volumétrica se interpretan usando el valor de densidad de 8,89 (g/cm^3) de la norma IEC, el cual puede ser sujeto a revisión. Los valores de conductividad se muestran tanto en unidades SI de Siemens por metro y en «por ciento IACS (International Annealed Copper Standard)», siendo esta última la forma tradicional de comparar la conductividad de otros metales y aleaciones de cobre con cobre de alta conductividad. Con el mejoramiento en la pureza mencionado previamente, la mayoría del cobre de alta conductividad comercial tiene una conductividad en torno a 101,5% IACS en el estado recocido. Material fundido también tiene un valor menor debido a los efectos de borde de grano y porosidad.

Para cobre de alta conductividad, la comprobación de la conductividad eléctrica se realiza en laboratorios de fábrica de varas sobre muestras de 2 mm de diámetro y con un recocido especificado. Para la medida se usa normalmente un puente de resistencia doble de Kelvin, rigurosamente calibrado.

Las medidas de conductividad efectuadas sobre grandes secciones o por otras técnicas generalmente son menos precisas. Usando un instrumento de corrientes parásitas los ensayos efectuados son normalmente precisos hasta aproximadamente + 3% en superficies planas.

12.3.2 Conductividad térmica

La conductividad térmica raramente se mide en forma rutinaria pero puede considerarse proporcional a la conductividad eléctrica con los efectos de aditivos de la aleación, templado y temperatura.

12.3.3 Designación de templado

Los tipos de cobre preferidos son los de BS1432 (recocido), BS125.

Se requiere normalmente que la cinta de cobre para uso bajo tierra sea blanda de modo que pueda ser doblada fácilmente en torno a las obstrucciones. Para uso sobre tierra, se requiere un material más duro de modo que la forma se mantenga sobre las estructuras. Esta propiedad también es necesaria para evitar movimiento debido a las fuerzas mecánicas que acompañan el paso de grandes corrientes eléctricas, repentinas.

12.3.4 Resistencia a la tracción

Las propiedades citadas en las normas son normalmente valores típicos para el tamaño y templado establecido y son para propósitos de control de calidad. Son adecuados para usarlos en el diseño de aplicaciones de ingeniería general. Para necesidades particulares, pueden obtenerse cifras típicas realistas generalmente de los fabricantes en el momento de discutir una orden. Para grandes cantidades en términos económicos, puede ser posible satisfacer requerimientos especiales para algunas propiedades.

12.3.5 Otras propiedades

Alargamiento. Al igual que las propiedades de tracción, las cifras de alargamiento en las especificaciones son valores mínimos típicos. Debe recordarse que, así como la resistencia a la tracción o la dureza de un material aumenta por el trabajo en frío, el alargamiento generalmente disminuye. El alargamiento se mide normalmente sobre una longitud de $5,65 \div S_0$, siendo $\div S_0$ el área de la sección transversal de una probeta de ensayo proporcional.

Dureza. La dureza del cobre fundido y de aleaciones de cobre se mide generalmente usando la técnica del mellador de bola del método Brinell debido a la necesidad de cubrir un área grande representativa. La dureza del material forjado se mide usualmente empleando el mellador de diamante del método Vickers que forma una impresión más pequeña. La comparación entre estas dos técnicas debe usarse con precaución y se necesita pruebas comparativas sobre componentes reales para verificar las conversiones. A la relación entre dureza y resistencia a la tracción se aplican consideraciones similares. Para aleaciones de cobre de alta conductividad, la norma BS 4577 incluye un apéndice útil que muestra conversiones aproximadas y la dispersión de los resultados obtenidos.

Tabla 12-2

Nuevas designaciones BS EN para cobres forjados

Los materiales de las franjas sombreadas son los de uso más frecuente. Los materiales estandarizados están marcados '*' y 'o', estos últimos más fácil de encontrar.

Designación ISO/CEN Cu-ETP	Designación de aleación	Descripción británica común	Propiedades típicas			Observaciones	Disponibilidad					
			Resistencia a la tensión N/mm ²	Alargamiento %	Dureza HV		Tubo	Barra	Forjado	Perfil	Alambre	Placa hoja cinta
	Equivalente BS más cercano C101&C100	Cobre Electrolítico, endurecido de alta conductividad	200-360	42-3	40-110	Cobre de alta conductividad, barra alambre y otras componentes eléctricas manufacturadas C100 está normalizado sólo en el caso de barras de alta conductividad para aplicaciones eléctricas pero satisface los requerimientos de Cu-ETP	*	o	*	o	o	*
Cu-Ag(0.04)	C101	Cobre con presencia de plata	200-360	42-3	40-110	La plata mejora la resistencia de la termofluencia y eleva la temperatura de reblandecimiento. Disponible para pedidos especiales de acuerdo a los mismos estándares que Cu-ETP	*					
Cu-Ag(0.07)	CW012A					Idem	*					
Cu-Ag(0.10)	CW013A					Idem	*					
Cu-FRHC	C102	Cobre de alta conductividad refinado a fuego, endurecido	200-360	42-3	40-110	Comúnmente no está disponible, pero C101 satisface los requerimientos	*					*

Resistencia a la compresión. Esta propiedad a menudo no se mide directamente, pero puede estimarse aproximadamente que la carga para una deformación permanente de 0,2% en compresión es igual al 0,2% de la carga de prueba.

Resistencia al cizalle. Esta propiedad también se mide raramente, pero, para lámina y cinta, la resistencia al cizalle puede estimarse como dos tercios de la resistencia a la tracción.

Carga de prueba. Pueden obtenerse valores típicos de los fabricantes. Los valores de cargas de prueba citados en documentos están dados usualmente relativos a ya sea 0,1% o 0,2% de deformación permanente, siendo el último valor el más común. Debieran usarse conversiones sólo cuando están disponibles tablas o curvas calibradas pertinentes al material.

Propiedades a temperaturas elevadas. Los cobres y las aleaciones de cobre pueden usarse a temperaturas bastante superiores a la temperatura ambiente. La máxima temperatura de trabajo depende de la composición, esfuerzo y tiempo a esa temperatura. Los cobres pueden usarse a temperaturas sobre 100 °C por muchos años. Los cobres aleados, tales como cobre - cromo y cobre - berilio pueden usarse a temperaturas mucho más altas.

Propiedades a bajas temperaturas. Los cobres y las aleaciones de cobre no se tornan quebradizos a bajas temperaturas.

Tabla 12.3

Propiedades Típicas de cobre de alta conductividad y de aluminio

Propiedad	Unidad	Cobre	Aluminio
Conductividad eléctrica (recocido)	%IASC	101	61
Resistividad eléctrica (recocido)	mW/cm	1,7241	2,8260
Coefficiente de temperatura de resistencia (recocido)	/°C	0,0039	0,0040
Conductividad térmica a 20°C	W/mk	397	230
Coefficiente de expansión	/°C.10 ⁶	17	23
Resistencia a la tracción (recocido)	N/mm ²	200-250	55-60
Resistencia a la tracción (semi-endurecido).	N/mm ²	260-300	85-100
0.2% presión de prueba (recocido)	N/mm ²	50-55	20-30
0.2% presión de prueba (semi-endurecido).	N/mm ²	170-200	60-65
Módulo de elasticidad	MN/mm ²	118-130	70
Calor específico	J/kgK	385	900
Densidad	g/cm ³	8,91	2,70
Punto de fusión	°C	1063	660
Esfuerzo de fatiga (recocido)	N/mm ²	62	35
Esfuerzo de fatiga (semi-endurecido)	N/mm ²	117	50

Muchas propiedades del cobre, tales como resistencia mecánica, conductividad y resistencia a la fatiga, son significativamente mejores que aquellas del aluminio. La diferencia en densidad implica que para una capacidad de corriente determinada, el calibre del conductor de aluminio será mayor; pero aún más liviano. Sin embargo, el cobre necesita menor cantidad de puntos de soporte, lo cual puede reducir el costo de la instalación. La capacidad del cobre, de absorber grandes esfuerzos electromagnéticos y térmicos generados por elevadas corrientes da un considerable factor de seguridad, como la habilidad para resistir sollicitaciones cíclicas mecánicas o térmicas.

Tabla 12-4

Comparación de propiedades de termofluencia (creep)

Material	Temperatura de prueba °C	Tasa mínima de fluencia %por 1000Horas	Presión N/mm ²
Aluminio	20	0,022	26
Cobre	150	0,022	26
Cobre - 0,086% plata	130	0,004	138
Cobre - 0,086% plata	225	0,029	96,5

El aluminio de alta conductividad muestra evidencia de fluencia significativa a temperatura ambiente, si es fuertemente tensionado mientras que el cobre puede usarse al mismo nivel de tensión mecánica hasta 150°C, un nivel de temperatura usado a menudo para equipo eléctrico. Para temperaturas o esfuerzos aún mayores la aleación cobre-plata puede usarse sin pérdida significativa de conductividad.

Tabla 12-5

Propiedades físicas del cobre

Propiedad		
Número atómico	29	
Peso atómico	63,54	
Estructura cristalina	cúbica de cara centrada	
Densidad : valor standard (IEC)	8,89	g/cm ³
Densidad : valor típico	8,92	g/cm ³
a 1083°C (sólido)	8,32	g/cm ³
a 1083°C (líquido)	7,99	g/cm ³
Punto de fusión	1083	°C
Punto de ebullición	2595	°C
Coefficiente lineal de expansión térmica a :		
- 253°C	0,3 x 10 ⁻⁶	/°C
- 183°C	9,5 x 10 ⁻⁶	/°C
- 191 °C A 16°C	14,1 x 10 ⁻⁶	/°C
25°C a 100°C	16,8 x 10 ⁻⁶	/°C
20°C a 200°C	17,7 x 10 ⁻⁶	/°C
20°C a 300°C	17,7 x 10 ⁻⁶	/°C
Calor específico (capacidad térmica a :)		
-253°C	0,0013	J/g°C
-150°C	0,282	J/g°C
-50°C	0,316	J/g°C
20°C	0,386	J/g°C
100°C	0,393	J/g°C
200°C	0,403	J/g°C
Conductividad térmica a :		
-253°C	12,98	Wcm/cm ² /°C
-200°C	5,74	Wcm/cm ² /°C
- 183 °C	4,73	Wcm/cm ² /°C
- 100°C	4,35	Wcm/cm ² /°C
20°C	3,94	Wcm/cm ² /°C
100°C	3,85	Wcm/cm ² /°C
200°C	3,81	Wcm/cm ² /°C
300°C	3,77	Wcm/cm ² /°C
Conductividad eléctrica (Volumétrica a:)		
20°C (recocido)	58,0-58,9	MS/m (m/ohm-mm ²)
20°C (recocido)	100,0-101,5	% IACS
20°C (totalmente trabajado en frío)	56,3	MS/m (m/ohm-mm ²)
20°C (totalmente trabajado en frío)	97,0	% IACS

(Nota: los valores indicados son típicamente para cobre electrolítico de alta conductividad (C101) frecuentemente usado para propósitos de puesta a tierra. Los valores para otros tipos de cobre pueden diferir de aquellos citados).

12.4. Uniones de cobre

La tabla 12-6 muestra que los cobres pueden ser fácilmente unidos por soldadura blanda, soldadura con liga y soldadura por fusión. Es necesario algún cuidado con el cobre HC ClOI, que no debe ser calentado en atmósferas reductoras tales como aquellas en la mayoría de las llamas de antorcha a gas u hornos de atmósfera controlada. La razón para esto es que la alta conductividad se asegura por la presencia de pequeñas partículas de óxido de cobre en el metal. Ellas absorben impurezas durante la solidificación, impidiendo que estas impurezas afecten la conductividad en forma adversa. El óxido de cobre puede reducirse y uno de los productos de la reacción es el vapor que expande y fragiliza al cobre. El uso de procesos de arco convencionales en ambiente gaseoso (Gas Tungsteno Inerte (TIG) o Gas Metálico Inerte (MIG)) evita el problema.

Ya que el cobre tiene tan alta conductividad térmica como también eléctrica, debe tenerse cuidado de asegurar bastante ingreso de calor para confirmar la fusión plena y adhesión de la soldadura de relleno de bronce o metal de fusión. Para la soldadura blanda y fuerte, deben tomarse las precauciones usuales para limpiar y fluir la superficie. Mayores detalles de las prácticas de unión recomendadas se incluyen en la Publicación N° 98 de la CDA.

Tabla 12-6

Guía para la conveniencia de procesos de unión para cobres

Designación BS Designación BS EN Designación EN propuesta Tipo de cobre	C101 Cu-ETP CW003A & CW004A Cobre de alta conductividad	C106 Cu-DHP CW024A Cobre desoxidado	C103 Cu-OF CW008A Cobre libre de oxígeno
Soldadura	1	1	1
Bronceado	2	1	2
Soldadura al bronce	x	2	3
Soldadura con Oxi-acetileno	x	2	x
Soldadura al arco en ambiente gaseoso (TIG & MIG)	3	1	x
Soldadura al arco metálica	x	x	x
Soldadura por resistencia	x	2	x
Soldadura en frío a presión	2	2	2

Clave

1. Excelente.
2. Bueno.
3. Aceptable.
4. No recomendado, aunque puede ser posible.

13. MEDICION DE LA IMPEDANCIA DE ELECTRODOS DE TIERRA

13.1 Introducción

La medida del valor óhmico de un electrodo enterrado se realiza por dos razones:

- Revisar su valor, posteriormente a la instalación y previo a la conexión del equipo, contra las especificaciones de diseño.
- Como parte del mantenimiento de rutina, para confirmar que su valor no ha aumentado sustancialmente respecto del valor medido originalmente o de su valor de diseño.

El método más común para medir el valor de resistencia a tierra de electrodos de pequeño o mediano tamaño, se conoce como el método de "caída de potencial", descrito en detalle en la sección 13.4. Para que este método pueda ser aplicado con éxito en instalaciones de gran área, se requiere que los cables de prueba se extiendan hasta 800 m ó aún hasta 1000 m de la instalación y en muchas partes esto no es factible. Entonces se tiene que usar otros métodos y algunos de ellos se describen brevemente en la sección 13.5.

13.2 Equipo necesario

Para sistemas de electrodos de pequeño y mediano tamaño es conveniente un probador de resistencia a tierra normal compuesto de cuatro terminales. Este puede ser el mismo instrumento usado para medida de resistencia de terreno. Hay dos terminales de potencial, P1 y P2 y dos terminales de corriente, C1 y C2. Como parte del paquete, el fabricante normalmente proporciona cuatro estacas de tierra y algunos rollos de cable.

Estos instrumentos normalmente miden sólo el valor resistivo de la impedancia del electrodo.

Para proteger el instrumento contra posibles sobrevoltajes durante el período de prueba, los instrumentos modernos incluyen un fusible de 100 mA en el circuito de los cables de prueba (terminales C2 y P2). Si el instrumento no se proporciona con estos fusibles, se recomienda conectarlos externamente.

Para sistemas de electrodos de gran área, se requiere normalmente un equipo más sofisticado. Este tiene que medir impedancias muy pequeñas y tendrá que pasar más corriente que el instrumento normal. Normalmente se necesitan componentes discretas que incluyen un amplificador de potencia, una fuente de frecuencia variable e instrumentos de medida selectivos de frecuencia.

13.3 Seguridad

El procedimiento de prueba implica traer una conexión desde la estaca de tierra remota, que está al potencial de tierra real (o aproximadamente), al área inmediatamente adyacente al electrodo que se medirá. Mientras se desarrolla la prueba, podría ocurrir una falla a tierra que involucre al equipo conectado al electrodo principal y tanto el potencial del electrodo como el potencial del terreno en el entorno del electrodo se elevarán. En el caso de electrodos pequeños, este hecho puede que no introduzca una dificultad importante. Sin embargo, en sistemas con grandes electrodos o aquellos asociados con redes de potencia, la elevación de voltaje puede ser importante. Dependiendo del estado de la prueba en ese momento, una o más de las personas que están participando puede quedar sometida a una diferencia de potencial posiblemente peligrosa, por ejemplo entre manos. Para asegurar que esto no suceda, se requiere un procedimiento de seguridad rigurosamente organizado, que incluya los siguientes elementos:

- Una persona a cargo del trabajo.
- Comunicación entre todos quienes participan en la prueba, vía radio o teléfono portátil.
- Uso de guantes de goma y calzado adecuado.
- Uso de doble interruptor con aislación de voltaje apropiada a través del cual se conectan los cables al instrumento.
- Uso de una placa metálica para asegurar una equipotencial en la posición de trabajo. La placa debiera ser lo suficientemente grande para incluir al instrumento, al interruptor y al operador durante la prueba. Debiera tener un terminal instalado, de modo que la placa pueda conectarse al electrodo.
- Suspensión de la prueba durante una tormenta eléctrica u otras condiciones severas de tiempo.

13.4 Medida de electrodos de pequeño y mediano tamaño

El método usado normalmente es el método de “caída de potencial”.

El procedimiento recomendado es el siguiente:

- La placa metálica se ubica en la posición desde donde se dirige la prueba. El instrumento, el interruptor y los fusibles (si se consideran necesarios) deben ubicarse sobre la placa. Los terminales C1 y P1 del instrumento se conectan al electrodo en prueba y además se hace una conexión a la placa.
- La estaca de corriente normalmente debe instalarse a 100 metros de distancia como mínimo, considerando al menos 5 veces la dimensión mayor del sistema de electrodos que se está midiendo. Cuando se mide la resistencia de unas pocas barras de tierra, puede ser suficiente una distancia de 40 a 50 metros. La ubicación de la estaca de corriente debe ser preferentemente cruzando terrenos o campos abiertos. Si existen conductores aéreos o cables, o tuberías metálicas enterradas, la línea entre la estaca y el electrodo en prueba debe elegirse cruzando estos sistemas, y no paralela a ellos.
- La estaca de voltaje debe ubicarse aproximadamente a 2 metros de distancia de la línea entre el punto de prueba y la estaca de corriente, inicialmente a una distancia correspondiente al 61,8% de la distancia entre el punto de prueba y la estaca de corriente. (Nota: la razón para elegir la distancia de 61,8% se basa en la teoría matemática aplicada a la suposición de terreno homogéneo de resistividad uniforme).
- Se conectan a través de los respectivos cables tanto el punto (electrodo) en prueba como los dos electrodos (de voltaje y de corriente). Con el interruptor múltiple abierto, se conectan los cables al interruptor y luego éste se conecta a los respectivos terminales P2 y C2 del instrumento.
- El operador debe pararse con ambos pies sobre la placa. Comunicando a las otras personas involucradas, el interruptor múltiple se cierra, se opera el instrumento y se toma la lectura. Luego se abre nuevamente el interruptor.
- El procedimiento se repite, desplazando la estaca de voltaje primero acercándose 10 metros hacia el electrodo en prueba y luego alejándose hacia la estaca de corriente. Si estas tres lecturas se diferencian por menos de 5%, puede aceptarse la lectura a la distancia del 61,8% como valor representativo.
- Si las lecturas se diferencian por más de 5%, debe repetirse el procedimiento, desplazando la estaca de corriente a una nueva posición, normalmente más retirada que la posición de la prueba anterior.

La causa de error más común se debe a colocar la estaca de corriente demasiado cerca del electrodo bajo prueba. En esta situación se traslapará la influencia del electrodo de tierra y de la estaca de corriente y la resistencia medida será un valor normalmente menor que el real. Una segunda equivocación frecuente es colocar la estaca de voltaje demasiado cerca del electrodo de prueba, lo que provoca una lectura mucho menor que el valor real. Otras fuentes de error incluyen no considerar metales enterrados que se ubican paralelos a la dirección de prueba, mantener demasiado próximos los cables de las estacas de voltaje y corriente y usar cable con la aislación dañada.

La teoría (y, por lo tanto, la regla del 61,8%) no se mantiene si el terreno no es uniforme, el electrodo en prueba es grande o (como se señaló anteriormente), el electrodo de corriente está demasiado cerca. En este caso puede ayudar alguna simulación computacional, para predecir la distancia a que debe ubicarse la estaca de voltaje respecto del electrodo en prueba, para obtener la impedancia real, o bien tomar una serie de medidas con diversas posiciones de la estaca de voltaje, para ubicar la zona «plana» (de menor variación).

En la práctica, el valor medido puede ser considerablemente menor que el valor de diseño predecido para el sistema de electrodos, porque ahora pueden existir varias trayectorias conectadas entre electrodos en paralelo, incluyendo pantallas de cables subterráneos, etc.

13.5 Medida de sistemas de electrodos de gran área

El método de la caída de potencial puede usarse en sistemas de electrodos más grandes, pero se sugiere que el electrodo de corriente se ubique a una distancia entre 6 y 10 veces la distancia diagonal del sistema de electrodos. Esto normalmente no es práctico, de modo que se han desarrollado varias alternativas al método de caída de potencial. Estas incluyen el método de pendiente (donde se calcula el gradiente entre puntos de medida adyacentes) y el método de intersección de curvas.

En otra variación de la prueba, la estaca de voltaje se desplaza en ángulo recto con respecto a la dirección malla-estaca de corriente. La distancia de la estaca de voltaje a la malla se aumenta progresivamente hasta que el valor medido apenas cambie. Este valor debe estar entonces justo bajo el valor de impedancia real de la malla.

Si existen cables o tuberías metálicas enterradas en la misma dirección que las rutas de los cables de prueba, producirán siempre una lectura incorrecta del valor de impedancia a tierra.

Cuando la malla de tierra es muy grande o tiene conexiones radiales largas, por ejemplo, hacia pantallas de cables o cable de guardia de líneas de transmisión áreas, el tamaño efectivo resultante de la malla de tierra es tan grande que la medida tradicional por caída de potencial es impracticable. Aún se puede conseguir algunas veces una estimación mediante una serie de medidas de campo, respaldadas por simulación computacional.

Otro método llamado de inyección de alta corriente, hace circular varios cientos de amperes entre la malla y un sistema de electrodos de corriente alejado, usando un circuito de potencia. Se mide la elevación de potencial real con referencia al electrodo remoto y puede calcularse la impedancia del electrodo. Sin embargo, este método es caro y puede aún estar sujeto a errores. Un error común es no considerar para el cálculo de la impedancia, la impedancia de los circuitos metálicos que interconectan los dos sistemas empleados (interconexión de bajo voltaje, circuitos de comunicación, etc.)

14. EL METODO ARTIFICIAL PARA REDUCIR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

14.1 Introducción

Este capítulo describe brevemente las condiciones en las cuales algunos aditivos pueden ayudar a reducir la impedancia de tierra. Algunas sales se presentan en forma natural en el terreno, pero aquellas consideradas aquí, se agregan deliberadamente con la intención de cambiar la resistividad del suelo en la vecindad del electrodo. En general, a pesar de la creencia sostenida generalmente en contrario, el número de aplicaciones reales para aditivos es muy pequeño, y ésta es una opción que está sobre-enfatizada. Algunos de los aditivos usados en el pasado han sido corrosivos y si se usan ahora podrían causar dificultades ambientales.

En libros antiguos sobre puesta a tierra (década del 1930) se sugiere algunas veces que la resistencia a tierra de los electrodos se reduzca hasta un 90% por tratamiento químico. Los elementos químicos recomendados y usados tradicionalmente fueron cloruro de sodio (sal común), sulfato de magnesio (sales de Epsom), sulfato de cobre, bicarbonato de sodio (soda de lavar) y cloruro de calcio. En la mayoría de los casos se usaron los elementos químicos más baratos. Se esparcían en torno a los electrodos y se disolvían agregando agua antes del relleno o se dejaba que el flujo de agua natural (lluvia, etc.) los disolviera. Los elementos químicos tienen el efecto de reducir la resistividad del suelo circundante. La nueva resistividad puede bajar a 0,2 W-m usando bicarbonato de sodio o a 0,1 W-m usando sal común. No es necesario una concentración particularmente alta de sales disueltas para ver una reducción apreciable en la resistividad, por ejemplo:

1,2 gramos/litro de sal común en agua destilada tiene una resistividad de 5 W-m

6 gramos/litro de sal común en agua destilada tiene una resistividad de 10 W-m

Esta reducción en la resistividad del terreno reducirá a su vez la impedancia del sistema de electrodos. El grado de

mejoramiento depende principalmente del valor de resistividad original del terreno, de su estructura y del tamaño del sistema de electrodos. Sin embargo, ya que los elementos químicos usados se eligen debido a que son solubles, continuarán diluyéndose progresivamente por agua de lluvia o movimiento de agua a través del área. La resistividad del suelo entonces aumentará, hasta eventualmente retornar a su valor original. Este hecho es reconocido y el tiempo para que esto ocurra a veces es de pocos meses. Se recomendó mantenimiento regular y reaprovisionamiento de los elementos químicos diluidos y algunas veces se suministró un buzón de relleno donde colocar estos elementos. En algún tiempo se hizo práctica en unos establecimientos agregar elementos químicos justo antes de una medida de prueba anual, pero esto no ayuda a que el sistema de puesta a tierra cumpla su función correctamente durante el resto del año, cuando pueda ser llamado a intervenir por una corriente de falla.

Además del costo de mantenimiento, debe considerarse el impacto en el ambiente local y esto puede entrar en conflicto con legislación de protección del ambiente. Algunos de los elementos químicos usados (tal como la sal) se sabe que causan rápida corrosión a los mismos electrodos -particularmente al acero, reduciendo así la vida útil de la instalación. En realidad, en algunos de los antiguos arreglos, se reconoció este riesgo y se colocó un tubo alrededor de algunas partes del electrodo para protegerlo, reduciendo de este modo su efectividad.

El efecto real en la resistencia del electrodo puede no ser tan dramático como se pensó originalmente y para ponerlo en perspectiva, refiriéndose a la Figura 6-5 en el capítulo 6, ésta muestra el efecto real de un aumento del diámetro del electrodo.

Los elementos químicos necesitan extender el volumen efectivo del electrodo en forma significativa para tener un efecto notable. Como se mencionó en el capítulo 6, existe una resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo. Cuando se introduce una nueva barra en el terreno, los movimientos laterales aumentarán el ancho del hueco por el cual penetra la barra. El espacio entre la superficie de la barra y el suelo comprimido a su lado introducirá una gran resistencia de contacto que será evidente cuando se pruebe la resistencia de la barra.

Derramando una mezcla de sustancias químicas y de tierra en el área alrededor del electrodo se obtendrá una reducción inmediata y significativa en la resistencia de la barra. Sin embargo, su resistencia podría reducirse de todas maneras cuando se consolide el suelo alrededor debido a riego, lluvia, etc. Un modo más aceptable ambientalmente para acelerar este efecto es agregar un material de baja resistividad, tal como Bentonita, cuando la barra se está enterrando. A medida que el electrodo de tierra penetra el suelo, la Bentonita es empujada hacia abajo por la barra. Derramando continuamente la mezcla en el hoyo durante el proceso de enterrado, una cantidad suficiente de Bentonita es arrastrada hasta llenar la mayoría de los espacios entorno de la barra y bajar su resistencia total. Instalando la barra un poco más profundo puede algunas veces obtenerse el mismo resultado o incluso un resultado mejor y más permanente que usar un material de relleno de baja resistividad.

Agregar Bentonita y materiales similares, tales como Marconita, en una zanja o en una perforación de sección mayor que el electrodo, tiene el efecto de incrementar el área superficial del electrodo de tierra, suponiendo que la resistividad del material agregado es menor que la del terreno circundante.

14.2 Materiales aceptables de baja resistividad

Como se mencionó previamente, la tierra tamizada fina o tierra de moldeo normalmente es un material de relleno apropiado para rodear el electrodo enterrado. Para situaciones especiales, hay diversos materiales, como los siguientes:

14.2.1 Bentonita

Es una arcilla color pardo, de formación natural, que es levemente ácida, con un pH de 10,5. Puede absorber casi cinco veces su peso de agua y de este modo, expandirse hasta treinta veces su volumen seco. Su nombre químico es montmorillonita sódica. En terreno, puede absorber humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla, ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad -aproximadamente 5 ohm - metro y no es corrosiva. Bajo condiciones extremadamente secas, la mezcla puede resquebrajarse ofreciendo así poco contacto con el electrodo. La Bentonita es de carácter tixotrópica y por lo tanto se encuentra en forma de gel en estado inerte. La Bentonita se usa más a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas. Se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente.

14.2.2 Marconita

Es esencialmente un concreto conductivo en el cual un agregado carbonáceo reemplaza el agregado normal usado en la mezcla del concreto. Tiene algunas propiedades similares a la bentonita, es decir, provoca poca corrosión con ciertos metales y tiene baja resistividad. Fue desarrollada como un proceso que se inició en 1962 cuando ingenieros de Marconi descubrieron un material que conducía por movimiento de electrones más bien que de iones.

Contiene una forma cristalina de carbón y el material global tiene bajo contenido de sulfato y cloruro.

Se ha declarado que hay algo de corrosión de materiales ferrosos y de cobre mientras la Marconita está en forma ligosa, pero también se ha sugerido que forma una capa protectora delgada. Cuando el concreto ha fraguado, se dice que la corrosión cesa. Idealmente, en el punto de ingreso a la estructura Marconita, el metal debe pintarse con bitumen o una pintura bitumástica para prevenir la corrosión en ese punto. El aluminio, el acero galvanizado o con una capa de estaño, no deben instalarse en Marconita.

Cuando la Marconita se mezcla con concreto, su resistividad puede bajar tanto como a 0,1 ohm-metro. Mantiene su humedad aún bajo condiciones muy secas, de modo que ha sido usada en los climas más cálidos como una alternativa a la Bentonita. Su principal aplicación en el Reino Unido es en instalaciones donde el robo o la interferencia de terceras personas se convierte en un problema, o para encerrar electrodos en perforaciones o espacios en el interior de rocas. Recubriendo una barra de tierra con Marconita, estando el electrodo instalado en roca, la resistencia de la barra se reducirá a medida que se aumenta el volumen usado de Marconita.

Por ejemplo, si una barra de 1 metro se instala en el centro de una semiesfera de Marconita de radio 1,5 metros, podría tener una resistencia de aproximadamente 2 000 ohm, si la roca circundante es de 2 000 ohm-metro. Si el radio de la semiesfera se incrementa a 3 metros y luego a 5 metros, la resistencia bajaría a 1 080 ohm y 650 ohm respectivamente. Debido al costo prohibitivo para remover tal volumen de roca, tiene sentido hacer uso de cavidades existentes para este propósito, mientras sea posible.

También es probable que los espacios se llenen parcialmente con otros materiales (tales como concreto) para reducir la cantidad de material patentado que se requiera. Normalmente se considera que la Marconita tiene una resistividad de 2 ohm-metro.

También se usa la Marconita algunas veces para piso antiestático y apantallamiento electromagnético. Note que Marconita es una marca registrada de Marconi Communication System Limited.

14.2.3 Yeso

Ocasionalmente, el sulfato de calcio (yeso) se usa como material de relleno, ya sea solo o mezclado con Bentonita o con el suelo natural del área. Tiene baja solubilidad, por lo tanto no se desprende fácilmente lavándolo y tiene baja resistividad (aproximadamente 5-10 ohm-metro en una solución saturada). Es virtualmente neutro, con un valor de pH entre 6,2 y 6,9. Se presenta en la naturaleza en forma natural, de modo que su uso generalmente no provoca dificultades ambientales. Se asegura que no causa corrosión con el cobre, aunque algunas veces el pequeño contenido de SO₃ ha causado preocupación por su impacto en estructuras de concreto y fundaciones (cimientos). Es relativamente barato y normalmente se mezcla con el terreno para formar un relleno alrededor del electrodo de tierra. El tamaño de las partículas es similar al de la arena gruesa.

Se asegura que ayuda a mantener una resistividad relativamente baja durante un largo período de tiempo, en áreas donde las sales existentes en la vecindad se disuelvan rápido por movimiento de agua (lluvia, etc.). Sin embargo, el hecho de que el material no se disuelva fácilmente moderará los beneficios obtenidos, ya que no penetrará difundiendo en la tierra. Esto significa que el efecto beneficioso estará localizado digamos en una área excavada en torno a un electrodo enterrado. Esto a su vez significa que la reducción en el valor de la resistencia del electrodo no será dramática, pero será razonablemente sustentable.

14.2.4 Otros materiales

A menudo se presentan nuevos materiales, por ejemplo una solución de cobre que crea un gel al mezclarse con otros químicos. Estos deben satisfacer la legislación respecto del ambiente y es importante confirmar realmente si es factible esperar un mejoramiento en la impedancia del electrodo cuando se usan tales productos.

14.3 Materiales de relleno inaceptables

En el pasado se usó ceniza y escoria de estaciones de potencia (centrales), cuando se pensó que su contenido de carbón podía ser beneficioso. Desafortunadamente estos materiales pueden contener óxidos de carbón, titanio, potasio, sodio, magnesio o calcio, junto con sílice y carbón. En condiciones húmedas, algunos de estos elementos inevitablemente reaccionarán con el cobre y el acero para provocar una corrosión acelerada.

15.1 Introducción

Cuando un proveedor de energía eléctrica proporciona un terminal de tierra en la instalación, el mantenimiento del sistema de puesta a tierra y del conjunto de conexiones externas al terreno, se limita al mantenimiento de los conductores y de las conexiones que forman parte de dicho sistema.

En instalaciones especiales, por ejemplo en un sistema IT o en un sistema TT, el ocupante o propietario debe instalar un electrodo de tierra independiente y cualquier procedimiento de mantención debe incluir a este electrodo.

Para los distribuidores de energía eléctrica, u otros propietarios de redes de distribución, el mantenimiento de sus sistemas de tierra y sistemas de conexión equipotencial implica trabajo en los conductores de conexión sobre el terreno y en los electrodos enterrados. El método aceptado para verificar la condición del electrodo es mediante prueba o ensayo desde superficie. Sin embargo, como se explica en el capítulo 11, puede manifestarse corrosión en algunos componentes del electrodo o en las uniones. La prueba de impedancia del sistema de tierra no necesariamente detectará esta corrosión y no es suficiente para indicar que el sistema de puesta a tierra está en buenas condiciones.

En el caso de sistemas de electrodos asociados con redes de alta tensión, ahora se recomienda una excavación selectiva e inspección directa de los electrodos.

15.2 La filosofía del mantenimiento

El mantenimiento de los sistemas de tierra normalmente forma parte del mantenimiento de todo el sistema eléctrico en su conjunto. La calidad y frecuencia del mantenimiento debe ser suficiente para prevenir daño, en la medida que sea practicado razonablemente. En los siguientes documentos pueden encontrarse algunas recomendaciones respecto del tipo de mantenimiento requerido y la frecuencia para varios tipos de instalaciones:

- Para instalaciones domésticas y comerciales, en BS 7671.
- Para industrias, la HSE ha publicado un "Memorandum of Guidance on the Electricity at Work Regulations 1989". En el Apéndice 2, se da una lista de varios documentos que pueden consultarse para diversas aplicaciones especiales.
- La Electricity Supply Regulations, de 1988 y enmiendas, impone la obligación a las Compañías Distribuidoras para inspeccionar sus instalaciones y faenas.

La frecuencia del mantenimiento y la práctica recomendada en cualquiera instalación depende del tipo y tamaño de la instalación, su función y su nivel de voltaje. Por ejemplo, se recomienda que las instalaciones domésticas se prueben cada cinco años y las instalaciones industriales cada tres. Los locales con acceso de público requieren inspección más frecuente y dentro de los que requieren una inspección anual están las estaciones bencineras, teatros, cines y lavanderías.

Todos los tipos de instalaciones deben ser objeto de dos tipos de mantenimiento:

- Inspección a intervalos frecuentes de aquellas componentes que son accesibles o que pueden fácilmente hacerse accesibles.
- Examen, incluyendo una inspección más rigurosa que aquella posible por el primer tipo, incluyendo posiblemente prueba.

15.3 Inspección

La inspección del sistema de tierra en una instalación normalmente ocurre asociada con la visita para otra labor de mantenimiento. Consiste de una inspección visual sólo de aquellas partes del sistema que pueden verse directamente, particularmente observando evidencia de desgaste, corrosión, vandalismo o robo.

En lo que sigue se resume el procedimiento en diferentes instalaciones:

- Instalaciones domésticas y comerciales. La inspección normalmente toma lugar asociada con otro trabajo en el local, por ejemplo, mejoramiento del servicio, extensiones, etc. El contratista eléctrico no sólo debe inspeccionar concienzudamente, sino también recomendar cambios donde quede claro que una instalación no satisface las normas correspondientes. La revisión particular recomendada, consiste en asegurar que la conexión entre los terminales de tierra del proveedor y del cliente es de dimensión suficiente para cumplir la reglamentación.

- Fábricas. Se recomienda una inspección regular de la instalación eléctrica, según la reglamentación pertinente. Debiera mantenerse un registro de la fecha y observaciones de cada inspección.
- Instalaciones con protección contra descarga de rayo. Nuevamente se recomienda una inspección regular, y debe ser documentada, para cumplir las disposiciones reglamentarias pertinentes (por ejemplo BS 6651)
- Subestaciones de distribución industriales o de la compañía eléctrica. Estas requieren inspección regular; típicamente una vez al año, con inspección visual de todo el arreglo visible de conductores del sistema de tierra. Si la red de bajo voltaje es aérea, el sistema de tierra de la red se revisa como parte de las normas regulares de revisión de línea.
- Subestaciones principales de compañías eléctricas. Estas son monitoreadas continuamente por control remoto e inspeccionadas frecuentemente - típicamente 6 a 8 veces al año. Obviamente algunos casos de deficiencias en el sistema de tierra, tales como el robo de conductores de cobre expuestos, si no pueden detectarse por el monitoreo continuo, deberían ser descubiertos durante una de estas visitas.

15.4 Examen

El examen de un sistema de tierra normalmente es parte del examen del sistema eléctrico en su conjunto.

El examen consiste de una muy rigurosa y detallada inspección del sistema de tierra global. Aparte de observar lo obvio y normal, el examinador revisará si el sistema satisface las normas de puesta a tierra vigentes. Además de esta inspección rigurosa, el sistema debe probarse, como se indica, de acuerdo al tipo de instalación:

- Instalaciones domésticas y comerciales. El examen de estas instalaciones por parte de un contratista eléctrico se hace normalmente a solicitud del cliente. La norma británica BS 7671 recomienda que este examen se realice con frecuencia no inferior a una vez cada 5 años. La misma norma también recomienda que todas las partes metálicas ajenas al sistema eléctrico, incluyendo tuberías de gas, agua fría y caliente, calefacción central, etc., deberían conectarse entre si y luego conectadas al terminal de tierra del cliente, con conductor de tamaño adecuado.

Nota: La reglamentación nacional chilena excluye expresamente a las cañerías de agua potable o de otros servicios, de la posibilidad de conexión al sistema de tierra, según lo indicado en el capítulo 8.

Como parte del examen se requieren dos tipos de pruebas independientes:

- Una prueba de impedancia del circuito de tierra. Se dispone de instrumentos de prueba comerciales para este propósito.
- Una prueba de funcionamiento de todos los interruptores de corriente residual existentes en la instalación. Esta prueba debe ser independiente del botón de ensayo incorporado en el interruptor.

Fábricas. Se requiere de un examen regularmente, de acuerdo con el tipo de instalación. Debe mantenerse un registro detallado de cada examen. El examinador debe revisar que el sistema de tierra existente cumpla con la reglamentación vigente.

Se requieren las siguientes pruebas para el sistema de tierra:

- Una prueba de impedancia del circuito de prueba.
- Una prueba de funcionamiento de todos los interruptores de corriente residual.
- Una prueba de conexión de todas las partes metálicas ajenas al sistema eléctrico, es decir, tableros metálicos, gabinetes de control, distribuidores automáticos, etc. Esta prueba se realiza usando un ohmetro para medida de baja resistencia (micro-ohmetro), entre el terminal de tierra del cliente y todas las partes metálicas respectivas.
- Resistencia del electrodo de tierra. Si la instalación tiene su propio electrodo de tierra independiente, entonces como parte del examen debe medirse el valor de resistencia a tierra del electrodo y compararlo con su valor de diseño. Esto puede significar aislar el electrodo de tierra y puede, por lo tanto, requerir que se desconecte la energía durante el periodo de prueba.
- Instalaciones con protección contra descarga de rayo. Se recomienda que el examen se realice confrontando con una norma relativa al tema, por ejemplo, la norma británica BS 6651. Luego de una inspección muy rigurosa, para asegurar que la instalación cumple con la reglamentación vigente, se requiere las siguientes pruebas:
- Valor de resistencia a tierra del electrodo. Esto significa previamente aislar el electrodo de los conductores de bajada del sistema de protección contra rayos. Esto no puede realizarse durante una tormenta eléctrica y además debe tomarse precauciones cuando se desconecta el electrodo de los conductores de bajada ya que es posible que aparezca un voltaje

excesivo a través del enlace abierto y provocar una falla a tierra en la red de suministro de energía. Para evitar este problema, ahora existen instrumentos de medida de impedancia del tipo tenaza que no requieren desconectar el electrodo.

Una vez medido, el valor de resistencia a tierra del electrodo debe compararse con el valor de diseño, o aquél obtenido durante la prueba anterior.

- Subestaciones de distribución industriales o de la compañía eléctrica.

El examen se realiza menos frecuentemente - típicamente una vez cada 5 ó 6 años. Se recomienda una inspección muy rigurosa, removiendo cubiertas, etc., donde sea apropiado. Particularmente se requiere que el examinador revise que estén de acuerdo a norma las conexiones de todas las partes metálicas normalmente accesibles, estanques de transformadores, de interruptores, puertas de acero, rejas de acero, etc.

Las siguientes pruebas se realizan típicamente, con el equipo normalmente en servicio. Debe usarse un procedimiento especial para resguardarse de posibles voltajes excesivos que ocurran durante la prueba.

- Prueba de conexión entre el electrodo de tierra y partes metálicas normalmente accesibles.
- Recorrido del electrodo enterrado y examen de éste en algunos sitios para asegurar que no ha sufrido corrosión.
- Se mide el valor de resistencia del electrodo a tierra del lado de alta tensión y se compara con valores previos o de diseño.
- Se revisa el valor del índice de acidez pH del suelo.
- Una prueba de grado de separación, para asegurarse que el electrodo de alta tensión y el electrodo de baja tensión están eléctricamente separados. Esta prueba no se requiere si las condiciones de diseño permiten conectar ambos sistemas de electrodos.

16. LECTURAS COMPLEMENTARIAS

Las Normas Británicas y Europeas, pueden obtenerse de: British Standards Institution, 389 Chiswick High Road, London, W4AL.

Las recomendaciones prácticas para ingeniería e informes técnicos pueden obtenerse de: Electricity Association Services Ltd., 30 Millbank, London, SW1P 4RD.

NORMAS Y REGLAMENTOS DE PRÁCTICA

ANSI/IEEE Std. 80:1986, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.

ANSI/IEEE Std. 81:1983, IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance and Earth Surface Potentials of a Ground System.

BS 6651:1992, Protection of Structures Against Lightning.

BS 7354:1990, Code of Practice for Design of High-Voltage Open-Terminals Stations, Section 7: Earthing.

BS 7430:1991, Code of Practice for Earthing.

BS 7671:1992, Requirements for Electrical Installations.

CLC TC/112 Chapter 9: Earthing Systems (February 1994 Draft).

DIN VDE 0141:1989 (Technical Help to Exporters Translation) Earthing Systems for Power Installations with Rated Voltages Above 1 kV.

EA Engineering Recommendation S.34:1986, A Guide for Assessing the Rise of Earth Potential at Substation Sites.

EA ER C59, Recommendations for the Connection of Private Generating Plant to the Electricity Boards Distribution System.

EA Technical Specification 41-24:1992 (Issued 1994), *Guidelines for the Design, Testing and Main Earthing Systems in Substations*.

ER S5/1, Earthing Installations within Substations.

Memorandum of guidance on the Electricity at Work Regulations, 1989, *Health and Safety Executive, ISBN 0-11-8833963-2*.

The Construction (Design and Management) Regulations, 1994. *Statutory Instruments 1994 N°33140*.

The Distribution Code of the Public Electricity Suppliers of England and Wales, *March 1990*.

The Electricity Supply Regulations, 1988. *Statutory Instruments 1988 N° 1057*.

PUESTA A TIERRA EN EL INTERIOR DE EDIFICIOS E INDUSTRIAS

ASEE Illustrated Guide to the IEE Wiring Regulations.

Earthing and bonding in large installations, *S Benda, ABE Review, 1994*.

Earthing of Telecommunications Installations, *International Telegraph and Telephone Committee, 1976*.

ECA/ECA of S/NICEIC Handbook on the 16th Edition of the IEE Wiring Regulations, *Blackwell Scientific Publications*.

Electrical Installation Technology, *FG Thompson, Longman, 1992.*
Grounding and Shielding in Facilities, *R Morrison and WH Lewis.*
IEE On Site Guide to the 16th Edition Wiring Regulations, 1992.
IEE Wiring Regulations. Explained and Illustrated, *Brian Scadden, 1989.*
IEEE Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, *Standard 42-1991.*
IEEE Practice for Grounding of Industrial Power Systems, *IEEE Green book, Standard 141-1993.*
Industrial Power Distribution and Illuminating Systems, *Kao Chen.*
Modern Electrical Installation for Craft Apprentices, *Brian Scadden, Butterworths.*
Protection Against Electric Shock, Guidance Note number 5, *Institution of Electrical Engineers, London.*
Safety of Electrical Installations up to 1,000V, *Rudolph, VDE Verlag, 1990.*
The Design of Electrical Services for Buildings, *F Porques, 1989.*
Touch Voltages in Electrical Installations, *Jenkins, Blackwell.*

PUESTA A TIERRA EN EL INTERIOR DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN

J and P Transformer Book, S Austin Stigant and A C Franklin, *Newnes-Butterworth, London.*
Modern Power Station Practice, BEL Ltd., *Third Edition.*
Standard Handbook for Electrical Engineering,
Switchgear Manual, 8th Edition, *ASEA Brown Boverie.*

LIBROS Y ARTÍCULOS SOBRE EL TEMA GENERAL DE PUESTA A TIERRA

“Earthing Systems - Which Path to Follow”, *ERA report 93-0432, published by ERA Technology, Leatherhead.*
ANSI/IEEE Std 100:1992, New IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms.
Characteristics of Different Power System Neutral Grounding Techniques: Fact or Fiction. *F J Angelini and D D Ship, IEEE.*
Earthing Principle and Practice, *R. W. Ryder, Pitman and Sons, 1952.*
Electrical Earthing and Accident Prevention, *MG Say, Newnes.*
Handbook of Electrical Installation Practice, *Editor E A Reeves, Blackwell, Third Edition, 1996.*
National Electric Code Handbook, McPartland, *McGraw Hill, 1993.*

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGA ATMOSFÉRICA

Lightning Protection for People and Property, *M Frydenlund, Von Nostrand Reinhold, 1993.*

Co-generación

EA ET 113, Notes of Guidance for the Protection of Private Generating Sets Up to 5 MW for Operation in Parallel with Electricity Boards Distribution Networks.
Good Practice Guide 1. Guidance Notes for the Implementation of Small Scale Packaged Combined Heat and Power Energy Efficiency Office.

COBRE

Copper for Busbars, CDA publication number 22, Copper Development Association, Potters Bar Herts. EN6 3AP
Copper Underground: Its Resistance to Soil corrosion, (Out of print). Copper Development Association, Potters Bar, Herts,
EN6 3AP

PUBLICACIONES DE FABRICANTES

A simple Guide to Earth Testing, Megger Instruments.
Earthing and Lightning Protection, Consultants Handbook, W J Furse, Nottingham.
Electronic System Protection Handbook, W J Furse, Nottingham.

SIMULACION COMPUTACIONAL DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

CDEGS suite of programmes, developed by Safe Engineering Services of Canada.

El Centro de Promoción de Usos del Cobre, **PROCOBRE**, es una organización de derecho privado sin fines de lucro. Es patrocinado por los productores y fabricantes de cobre y su misión es promover el uso del cobre y sus aleaciones, especialmente en Chile y en Latinoamérica, fomentando una disposición favorable hacia su utilización e impulsando la investigación y el desarrollo de nuevas aplicaciones.

PROCOBRE colabora y trabaja en forma coordinada con las empresas, el gobierno y los organismos relacionados con el cobre para materializar una acción convergente, con visión de largo plazo a nivel mundial.

En el cumplimiento de sus fines, **PROCOBRE** colabora con la edición del presente texto como un apoyo para la correcta manipulación de los productos de cobre.

EL COBRE ES ETERNO



Colombia: E-mail: colombia@copper.org <http://www.procobrecolombia.org>
Venezuela: E-mail: venezuela@copper.org <http://www.procobrevenezuela.org>
Ecuador: E-mail: ecuador@copper.org <http://www.procobreecuador.org>
Bolivia: E-mail: bolivia@copper.org <http://www.procobrebolivia.org>
Coordinación Perú: E-mail: peru@copper.org <http://www.procobreperu.org>
Dirección: Francisco Graña N° 671, Magdalena del Mar, Lima 17 - Perú.
Teléfonos: (51-1) 460-1600, Anexo 229. 261-4067 / 261-5931 / 461-1826
Fax: (51-1) 460-1616